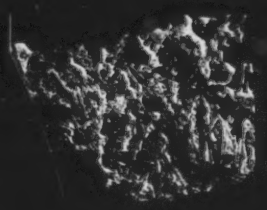
La production d'aluminium

Guide pour l'estimation des gaz à effet de serre

Division des gaz à effet de serre
Environnement Canada

MARS 2004



Environnement Canada Environment Canada

Canada

Données de catalogage avant publication de la Bibliothèque nationale du Canada

Vedette principale au titre :

Guide pour l'estimation des gaz à effet de serre produits par des systèmes de combustion et des procédés industriels pour la production d'aluminium de première fusion

(Rapport; SPE 9/AP/1)
Publ. aussi en anglais sous le titre :
A guidance manual for estimating greenhouse gas emissions from fuel combustion and process-related sources for primary aluminium production.
Comprend des références bibliographiques.
ISBN 0-662-76282-7
No de cat. En49-2/9-1F

1. Gaz à effet de serre – Canada – Mesure.
2. Aluminium – Industrie – Déchets – Élimination – Canada.
I. Canada. Division des gaz à effet de serre.
II. Canada. Environnement Canada.
III. Coll. : Rapport (Canada. Environnement Canada); SPE 9/AP/1.

TD885.5.G73G84 2004 363.738'74'0971 C2004-980114-7

Des exemplaires du présent document sont disponibles auprès de :
L'Informathèque
Environnement Canada
Ottawa (Ontario) K1A 0H3
Téléphone : 1 800 668-6767
Télécopieur : (819) 953-2225
Courriel : enviroinfo@ec.gc.ca

Ce document est également disponible par la Voie verte d'Environnement Canada à http://www.ec.gc.ca/pdb/ghg

But du guide

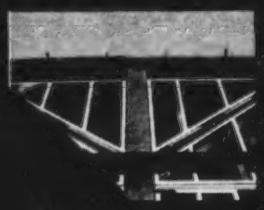
Le présent document fait partie d'une série de guides techniques élaborés dans le cadre d'une initiative volontaire financée par le programme des minéraux et métaux du Plan d'action 2000 du gouvernement du Canada sur le changement climatique. Ces guides ont pour objet d'aider les installations industrielles des secteurs des minéraux et métaux à compiler et estimer leurs inventaires d'émissions de GES. Ont contribué à leur élaboration, la Direction des minéraux et des métaux d'Environnement Canada, les Laboratoires des mines et des sciences minérales de Ressources naturelles Canada, divers représentants de l'industrie et du gouvernement provincial et d'autres intervenants clés, selon les possibilités. Le présent guide est conforme aux méthodologies de portée nationale élaborées par le Canada pour évaluer les GES et au Guide des bonnes pratiques du GIEC (GIEC, 2000); il est en outre compatible avec les documents, le *Greenhouse Gas Emissions Monitoring and Reporting by the Aluminium Industry* (International Aluminium Institute, 2003) et l'*Entente cadre de réductions volontaires des gaz à effet de serre au Québec* (Gouvernement du Québec et Association de l'Aluminium du Canada, 2002).

Les guides développés dans le cadre de cette initiative volontaire serviront à l'élaboration de « Protocoles nationaux de quantification » qui seront établis par le gouvernement du Canada en collaboration avec les provinces et les territoires et s'inscrira dans le cadre d'un système de déclaration harmonisée des GES à guichet unique. Un tel système a pour objet de répondre aux besoins de déclaration du gouvernement fédéral, des provinces et des territoires (pour améliorer le niveau de détail et la précision de l'inventaire national et pour contribuer à l'encadrement législatif des Grands émetteurs finaux). Des consultations et des analyses supplémentaires sont prévues dans la foulée des recommandations faites durant les ateliers de consultation de l'automne 2003 en vue d'en arriver à définir les protocoles nationaux de quantification. Ces ateliers ont été coparrainés par Ressources naturelles Canada, Environnement Canada, le ministère de l'Environnement de l'Alberta et le ministère de l'Environnement de l'Ontario et on a discuté des approches relatives à un système national de déclaration obligatoire des émissions de GES au Canada.

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada (Environnement Canada) 2004

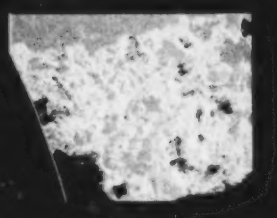
La production d'aluminium de première fusion

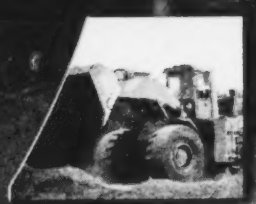
Guide pour l'estimation des gaz à effet de serre produits par des systèmes de combustion et des procédés industriels



Division des gaz à effet de serre
Environnement Canada

MARS 2004



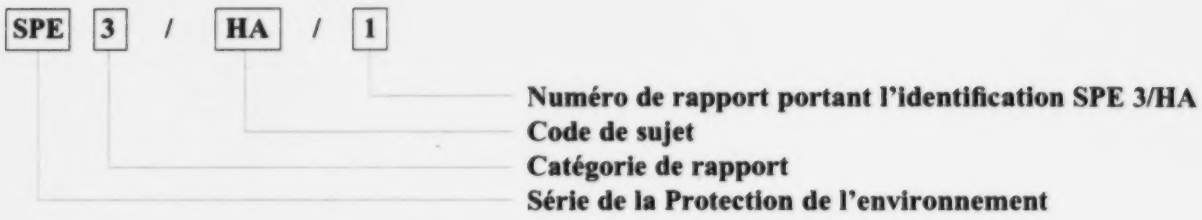


Environnement Canada Environment Canada

Canada

SÉRIE DE LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Exemple de numérotation :



Catégories

1	Règlement/Lignes directrices/ Codes de pratiques
2	Évaluation des problèmes et options de contrôle
3	Recherche et développement technologique
4	Revues de la documentation
5	Inventaires, examens et enquêtes
6	Évaluations des impacts sociaux, économiques et environnementaux
7	Surveillance
8	Propositions, analyses et énoncés de principes généraux
9	Guides

Sujets

AG	Agriculture
AN	Technologie anaérobie
AP	Pollution atmosphérique
AT	Toxicité aquatique
BT	Biotechnologie
CC	Produits chimiques commerciaux
CE	Consommateurs et environnement
CI	Industries chimiques
FA	Activités fédérales
FP	Traitement des aliments
HA	Déchets dangereux
IC	Produits chimiques inorganiques
MA	Pollution marine
MM	Exploitation minière et traitement des minéraux
NR	Régions nordiques et rurales
PF	Papier et fibres
PG	Production d'électricité
PN	Pétrole et gaz naturel
RA	Réfrigération et conditionnement d'air
RM	Méthodes de référence
SF	Traitement des surfaces
SP	Déversements de pétrole et de produits chimiques
SRM	Méthodes de référence normalisées
TS	Transports
TX	Textiles
UP	Pollution urbaine
WP	Protection et préservation du bois

Des sujets et des codes supplémentaires sont ajoutés au besoin. On peut obtenir une liste des publications de la SPE en s'adressant aux Publications de la Protection de l'environnement, Service de la protection de l'environnement, Environnement Canada, Ottawa (Ontario) K1A 0H3.

Table des matières

Section 1: Introduction 3

1.1 But et portée 3

1.2 Principes directeurs 4

1.3 Structure du guide 5

Section 2: Repérage des sources d'émissions de gaz à effet de serre 7

2.1 Sources d'émissions 7

2.1.1 Sources des systèmes de combustion fixes 7

2.1.2 Sources des systèmes de combustion mobiles 8

2.1.3 Sources liées aux procédés industriels 8

2.2 Aperçu des procédés 9

2.3 Catégorisation des sources 10

Section 3: Estimation des émissions de gaz à effet de serre 13

3.1 Méthodes d'estimation des émissions 13

3.2 Sources de données 13

3.3 Sélection de la méthode d'estimation 14

3.3.1 Émissions des systèmes de combustion fixes 15

3.3.2 Émissions des systèmes de combustion mobiles 15

3.3.3 Émissions des procédés industriels 15

3.4 Calcul des émissions 20

3.4.1 Émissions des systèmes de combustion fixes 21

3.4.1.1 Méthode détaillée basée sur les combustibles 21

3.4.1.2 Méthode détaillée basée sur les sources 23

3.4.2 Émissions des systèmes de combustion mobiles 27

3.4.3 Émissions des procédés industriels 28

3.4.3.1 Émissions de CO_2 résultant de la consommation de l'anode 28

3.4.3.2 Émissions de CO_2 résultant de la cuisson de l'anode ou de la cathode 30

3.4.3.3 Émissions de HPF résultant de l'effet d'anode 31

3.4.3.4 Émissions de CO_2 provenant de la calcination du coke 32

3.4.3.5 Émissions de SF_6 provenant de l'utilisation comme gaz de couverture 33

3.4.3.6 Émissions de SF_6 résultant de l'usage de matériel électrique 33

3.4.3.7 Émissions résultant de l'utilisation de HFC dans les systèmes de réfrigération et de refroidissement 34

3.5 Qualité de l'inventaire et amélioration méthodologique 34

3.5.1 Méthode quantitative 35

3.5.1.1 Évaluation du niveau 35

3.5.1.2 Évaluation de la tendance 36

3.5.2 Méthode qualitative 36

Section 4: Évaluation de l'incertitude 39

Section 5: Assurance de la qualité et contrôle de la qualité 43

5.1 Procédures d'assurance et de contrôle de la qualité 43

5.2 Gestion des données 44

Section 6: Vérification 47

Section 7: Déclaration des émissions 49

Section 8: Annexes 51

Annexe A: Échantillons des tableurs et des valeurs par défaut pour l'utilisation dans la méthode détaillée basée sur les combustibles 51

Annexe B: Échantillons des tableurs et des valeurs par défaut pour l'utilisation dans la méthode détaillée basée sur les sources 60

Annexe C: Échantillons des tableurs et des valeurs par défaut pour estimer les émissions des systèmes de combustion mobiles 72

Annexe D: Échantillon de tableur et des valeurs par défaut pour estimer les émissions des procédés industriels et guide des bonnes pratiques pour les techniques de mesures directes des émissions de PFC 76

Annexe E: Échantillons des tableurs utilisables dans le cadre du processus d'évaluation des sources clés 81

Annexe F: Échantillons des tableurs et des valeurs par défaut utilisables dans le cadre du processus d'évaluation de l'incertitude 83

Annexe G: Échantillons des tableurs pour présenter une synthèse des émissions et des tendances des émissions de GES 85

Annexe H: Potentiel de réchauffement planétaire 88

Annexe I: Préfixes et conversions d'unité communs 89

Annexe J: Bibliographie 90

Section 1 : Introduction

1.1 But et portée

Le présent manuel fournit aux installations qui produisent de l'aluminium de première fusion des lignes directrices sur la façon d'estimer les émissions de gaz à effet de serre (GES) de leurs systèmes de combustion et de leurs procédés industriels. Il vise, dans la mesure du possible, tous les GES émis par une installation ou des parties d'une installation sans toutefois préciser la marche à suivre pour regrouper les émissions attribuables à plusieurs installations ou à d'autres activités ni produire un inventaire à l'échelle de l'entreprise. On trouvera des indications sur la façon de procéder à ce genre de regroupement dans d'autres documents.[1]

Ce manuel est le fruit d'une initiative volontaire visant à offrir aux installations du secteur identifié un instrument utile qui les aidera à estimer leurs émissions de GES. La décision de se servir ou non du manuel, en tout ou en partie, ou un autre guide comparable (p.ex., IAI, WRI/WBCSD) appartient à chaque installation.

Aux fins du présent guide, la combustion comprend toutes les activités de combustion fixe destinées à produire de la chaleur ou de l'énergie (p. ex., la production sur place d'électricité, de chaleur ou de vapeur). Cela comprend l'incinération des déchets si ceux-ci sont brûlés à des fins énergétiques (l'incinération de déchets comme méthode d'élimination est exclue ici). Est également incluse la consommation de carburant attribuable aux activités des sources mobiles se produisant sur les lieux de l'installation, qui sont essentielles au procédé de production[2] (p. ex., le transport des matières premières ou des produits intermédiaires d'un procédé à l'autre). Le dioxyde de carbone (CO_2), le méthane (CH_4) et l'oxyde nitreux (N_2O) sont les seuls GES faisant l'objet d'un encadrement pour toutes les sources de combustion.

Parmi les activités liées aux procédés, on peut citer les procédés industriels particuliers qui produisent directement des GES et dont le but premier n'est pas de fournir de l'énergie. Par exemple, les émissions résultent de réactions chimiques, au cours d'un procédé particulier (p. ex., le CO_2 résultant de la calcination de la pierre à chaux). Sont également couverts ici l'emploi des combustibles fossiles comme matières premières ou réactifs chimiques (p. ex., le coke métallurgique utilisé comme agent réducteur) et l'utilisation directe de certains GES (p. ex., le SF_6) dans divers procédés de production ou systèmes d'installation particuliers (p. ex., les HFC dans les unités de réfrigération industrielles). Les GES provenant de sources liées aux procédés de fabrication d'aluminium de première fusion dont il est question dans ce guide comprennent le CO_2, les hydrocarbures perfluorés (HPF) (dont le CF_4 et le C_2F_6), l'hexafluorure de soufre (SF_6) et les hydrofluorocarbures ou HFC.

Les émissions fugitives[3] intentionnelles ou fortuites de GES (p. ex., le méthane libéré lors de l'extraction du charbon, par les GES émis lors de la ventilation ou du torchage du gaz naturel) et les émissions indirectes résultant de la consommation d'électricité ne sont pas couvertes ici. Ne sont pas couvertes non plus, les émissions de GES attribuables aux activités des sources de combustion

1 Certains documents cadres, comme le 'Greenhouse Gas Protocol : A Corporate Accounting and Reporting Standard' du World Resouces Institute et du World Business Council for Sustainable Development (WRI/WBCSD, 2001) peuvent servir de référence à cette fin.

2 Par « essentielle », on veut dire que si ces activités n'avaient pas eu lieu, le produit n'aurait pas été fabriqué.

3 Selon les lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre (GIEC, 1997), les émissions fugitives sont des rejets intentionnels ou fortuits de gaz dans l'atmosphère qui peuvent provenir de la production, de la transformation, du transport, de l'entreposage et de l'utilisation de combustibles. Cela comprend les émissions des activités de combustion non productrices (p. ex., le torchage du gaz naturel dans des installations pétrolières et gazières).

mobiles qui se produisent hors site (p. ex., le transport des matières ou fournitures vers l'installation ou des produits vers les locaux de la clientèle) ou sur les lieux de l'installation, mais sans être essentielles au procédé de production. Il faudra élaborer d'autres guides pour ces genres d'émissions.

Le présent guide s'adresse aux employés chargés du fonctionnement d'une installation qui ont une excellente connaissance technique des procédés exploités. Ce type de connaissances est essentiel à la compréhension et à l'évaluation des sources d'émission de GES liées aux activités de l'installation et des paramètres opérationnels pouvant modifier ces émissions.

1.2 Principes directeurs

Les installations qui émettent des GES peuvent être tenues de les déclarer en vue de se conformer ou de participer aux initiatives que prendront le gouvernement ou l'industrie pour gérer les émissions de GES. Des guides comme celui-ci ont pour but de fournir, aux installations industrielles, aide et conseils sur l'estimation de leurs émissions. Leur raison d'être est de promouvoir, auprès des installations, l'application des principes qui suivent[4] à l'élaboration de leurs inventaires d'émissions de GES :

- ***exhaustivité*** — l'estimation et la déclaration des émissions doivent inclure toutes les sources et tous les puits ainsi que tous les gaz à effet de serre figurant dans les *Lignes Directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – version révisée 1996* (GIEC, 1997); on tiendra compte de toutes les émissions quel que soit l'endroit et le moment où elles sont générées, en évitant tout double comptage;
- ***uniformité*** — il faut préserver la cohérence des tous les éléments de l'estimation des émissions pendant plusieurs années; les estimations d'émissions seront tenues pour uniformes si les mêmes méthodologies sont utilisées pour l'année de référence et pour les années ultérieures et si des ensembles de données uniformes concourent à l'estimation des émissions et des absorptions des sources et des puits;
- ***transparence*** — les hypothèses et les méthodologies utilisées pour calculer les estimations d'émissions doivent être clairement expliquées pour permettre aux utilisateurs des données déclarées de refaire les calculs et de les évaluer; la transparence des calculs des émissions est fondamentale pour l'efficacité du processus de communication et du traitement de l'information;
- ***comparabilité*** — les estimations des émissions et des absorptions déclarées par les installations doivent pouvoir être comparées d'une installation à l'autre;
- ***exactitude*** — les estimations des émissions ou absorptions doivent être exactes; autrement dit, elles ne doivent être systématiquement ni supérieures ni inférieures aux émissions ou absorptions réelles, pour autant qu'il soit possible d'en juger, et les incertitudes doivent être quantifiées et réduites le plus possible.

Lors de l'estimation des GES, il est particulièrement important de respecter ces principes car ils sont, en dernière analyse, directement liés à la qualité et à la crédibilité de l'estimation des émissions. En outre, le guide est censé promouvoir un certain consensus quant à la raison d'être et à la nature d'un inventaire de GES, à savoir qu'il doit s'agir d'une comptabilisation complète des émissions, à l'intérieur de limites données et au cours d'une période choisie.

4 Ces principes sont tirés des lignes directrices du GIEC (GIEC, 1997).

1.3 Structure du guide

Ce guide est subdivisé en sections qui présentent en détail

- le relevé des sources d'émission de GES des systèmes de combustion fixes et mobiles et des procédés industriels de l'installation;
- les méthodes d'estimation des émissions de GES et les instruments permettant de choisir les méthodes qui conviennent à l'installation;
- les divers aspects de l'évaluation de l'incertitude;
- l'assurance de la qualité et le contrôle de la qualité;
- la vérification; et
- la déclaration des renseignements relatifs aux émissions.

Les sections définissent les étapes à suivre pour obtenir les renseignements requis ou pour réaliser les activités identifiées. Pour faciliter l'usage de ce guide, plusieurs grilles de saisie, présentées en annexe, ont été élaborées.

Section 2 : Repérage des sources d'émissions de gaz à effet de serre

2.1 Sources d'émissions

En vue de procéder à l'estimation des émissions de GES attribuables aux systèmes de combustion fixes et mobiles et aux procédés industriels d'une installation, il faut d'abord dresser la liste des sources possibles d'émissions de GES. Une installation qui transforme de l'alumine en aluminium peut disposer sur place de divers systèmes de combustion fixes et mobiles émettant des GES. En matière de procédés industriels, diverses sources directement liées au procédé primaire de production d'aluminium ou d'autres systèmes peuvent également émettre des GES, selon la configuration de l'installation en cause. Les sous-sections suivantes fournissent d'autres détails sur les sources possibles.

2.1.1 Sources des systèmes de combustion fixes

La combustion des combustibles engendre des émissions de gaz surtout constituées de CO_2. Les émissions de CH_4 et de N_2O sont minimes et sont attribuables à la combustion incomplète des hydrocarbures des combustibles.

Divers types de combustibles peuvent être utilisés dans une installation pour produire de l'énergie sous forme d'électricité, de chaleur ou de vapeur. Il est important de connaître tous les combustibles employés à l'installation, les procédés de consommation de ces combustibles et les quantités consommées par chaque procédé. Voici des exemples de procédés de combustion :

- alimentation en combustibles fossiles d'une centrale électrique installée sur place;
- combustion de gaz naturel de la turbo-génératrice d'une centrale de cogénération;
- utilisation de combustibles fossiles dans des chaudières alimentant en vapeur les procédés industriels;
- utilisation de combustibles fossiles pour alimenter les fours des procédés industriels; et
- utilisation de combustibles fossiles pour chauffer ou refroidir des locaux.

Parmi les procédés ou les systèmes de combustion fixes aménagés dans une usine de fabrication d'aluminium de première fusion, on peut citer, notamment, l'alimentation en combustibles des fours de cuisson des anodes et des cathodes utilisées sur place, les fours de calcination et les fours servant à la production d'alliages.

Combustion de la biomasse
Les biocombustibles (notamment les combustibles ligneux, les déchets de bois et la liqueur résiduaire) comptent parmi les sources de combustion de l'installation produisant du CO_2 et d'autres gaz (p. ex. CH_4, N_2O). Lors de l'estimation des émissions de CO_2 résultant de la combustion de biocombustibles, il est important de noter que ces émissions doivent être évaluées et documentées à des fins d'information seulement. Elles ne devraient pas être incluses dans le total des émissions de CO_2 produites par les systèmes de combustion fixes de l'installation (on tiendra compte de ces émissions en tant que perte de biomasse [forestière] dans un guide distinct portant sur le changement d'affectation des terres et la foresterie). Les émissions de CH_4 et de N_2O provenant de la combustion de biocombustibles doivent être estimées et déclarées dans le total des émissions de l'installation pour ces GES.

2.1.2 Sources des systèmes de combustion mobiles

Il se peut que certaines sources de combustion mobile liées à des activités de transport fassent partie intégrante du procédé de production. Cela peut comprendre le transport, sur les lieux de l'installation, de matières premières ou de produits intermédiaires d'un procédé à un autre, à l'aide de différents moyens de transport (p. ex., machinerie lourde, camions lourds, train, véhicule d'entretien des carrières, pipeline[5], etc.). Il est important de préciser le type de carburant utilisé pour les activités de ces sources de combustion mobile (p. ex., le diesel, l'essence) ainsi que les moyens de transport ou les types de véhicule utilisés sur place. Tel que décrit sous la rubrique Sources des systèmes de combustion fixes, les GES émis qui résultent de ces sources sont du CO_2, du CH_4 et du N_2O.

2.1.3 Sources liées aux procédés industriels

Les émissions attribuables aux procédés de production de l'aluminium résultent principalement des procédés d'électrolyse. Au cours du procédé de réduction électrolytique, les anodes en carbone réagissent avec l'oxygène (tant dans l'alumine que dans l'air) en libérant du CO_2. Les anodes peuvent être du type Søderberg ou précuites. Les anodes Søderberg sont produites sur place à mesure que la chaleur provenant des pots électrolytiques fait cuire un mélange à base de coke et de brai dans l'enveloppe de l'anode. Dans les installations qui précuisent leurs propres anodes et cathodes avec du coke de pétrole calciné et du brai de goudron, d'autres émissions de CO_2 se produisent au cours du procédé de cuisson.

De la même façon, les effets d'anode causés par une concentration réduite d'alumine et une surtension dans le bain électrolytique engendrent des émissions intermittentes de GES lorsque le fluor du bain réagit avec le carbone de l'anode pour rejeter des HPF. Deux HPF, le tétrafluorure de carbone (CF_4) et l'hexafluorure de carbone (C_2F_6) sont libérés pendant ces épisodes. Les émissions de HPF ont tendance à augmenter avec la fréquence, l'intensité et la durée des effets d'anode, lesquels, à leur tour, dépendent en partie du type d'anode et de sa configuration.

D'autres GES peuvent être libérés si l'installation emploie du SF_6 (un GES puissant compte tenu de son potentiel de réchauffement planétaire) comme gaz de couverture ou utilise du matériel électrique qui en contient comme les transformateurs d'alimentation et qui peut en émettre en raison de fuites

5 Le transport par pipeline est inclus dans les inventaires nationaux sous la rubrique Autres moyens de transport, dans la catégorie de la combustion attribuable au transport. Les installations peuvent utiliser, sur les lieux de l'installation, ce moyen de transport qui ne fait pas appel à des véhicules pour transporter les matières premières ou les produits intermédiaires d'un procédé à l'autre. Des émissions résultent de la combustion du combustible utilisé pour propulser les produits dans les pipelines. (Olsen, K. et. al, 2003)

du système ou pendant l'entretien. L'installation peut employer du coke dont la calcination engendre des émissions de CO_2. L'utilisation de HFC dans les applications de réfrigération fixes et autres systèmes de refroidissement à l'installation représente une autre source potentielle d'émissions de GES.

En bref, les principales sources d'émissions de GES liées aux procédés industriels contribuant à la production d'aluminium comprennent :

- le CO_2 provenant de la consommation de l'anode (précuite ou Søderberg);
- le CO_2 provenant de la cuisson de l'anode et de la cathode; et
- les HPF attribuables aux effets d'anode.

Parmi les autres sources d'émissions liées aux procédés industriels qui dépendent de la configuration de l'installation, on peut citer :

- le CO_2 provenant de la calcination du coke;
- le SF_6 utilisé comme gaz de couverture;
- le SF_6 contenus dans les équipements électriques; et
- les HFC utilisé dans les systèmes de réfrigération et de refroidissement.

2.2 Aperçu des procédés

Pour mieux comprendre et déterminer les sources liées aux systèmes de combustion fixes et mobiles, ainsi qu'aux procédés industriels particuliers dont se sert une installation, il faut recourir à un organigramme qui précise les activités de l'installation incluant celles de transport sur les lieux de l'installation et les procédés de production. Cet organigramme devrait fournir :

- les intrants et extrants des procédés de combustion ou des activités qui génèrent des émissions de GES;
- les débits à l'entrée et à la sortie des procédés qui émettent des GES et des systèmes d'exploitation qui en utilisent; et
- tout recyclage éventuel d'émissions de procédés industriels ou tout autre moyen ou technique de réduction des émissions de GES.

La stœchiométrie[6] des processus chimiques émetteurs de GES représente un autre ensemble de données utiles au repérage des sources d'émissions de gaz à effet de serre. En général, la combustion de tout combustible contenant des hydrocarbures (de composition C_nH_m) se produit selon la réaction chimique de base suivante:

$$C_nH_m + (n + \frac{m}{4})\, O_2 \rightarrow n\, CO_2 + (\frac{m}{2})\, H_2O$$

Pour la majorité des procédés de combustion, l'air est la source d'oxygène et on peut réécrire la réaction comme suit :

$$C_nH_m + (n + \frac{m}{4})\, (O_2 + 3.785\, N_2)^* \rightarrow n\, CO_2 + (\frac{m}{2})\, H_2O + 3.785\, (n + \frac{m}{4})\, N_2$$

* L'air contient 79,1 % d'azote et 20,9 % d'oxygène.

6 Le terme *stœchiométrie* désigne les rapports physiques (rapports molaires) de tous les éléments qu'il faut mélanger pour mener le processus à terme.

Pour certaines sources liées aux procédés industriels, les réactions chimiques qui produisent des GES varieront en fonction des procédés particuliers de production et de fonctionnement de l'installation. À titre d'exemple, signalons que dans le cadre du procédé d'électrolyse, il se produit plusieurs réactions complexes aux électrodes; toutefois, la réaction globale au cours de laquelle l'aluminium fondu est produit à la cathode et l'oxygène est libéré à l'anode où il réagit avec le carbone pour former du CO_2, se lit comme suit :

$$Al_2O_3 + \frac{3}{2} C \rightarrow 2\,Al + \frac{3}{2} CO_2$$

Il faut expliquer les réactions chimiques en jeu si on veut comprendre les mécanismes d'émission des GES et les fondements des méthodes d'estimation utilisées pour quantifier ces émissions.

2.3 Catégorisation des sources

Lorsqu'on dresse la liste des sources d'émissions de GES à l'installation en question, il faut catégoriser ces sources si on veut contribuer à leur dépistage et à leur déclaration. La catégorisation des sources peut également contribuer à clarifier le processus d'estimation et à garantir qu'aucune activité de production d'émissions de GES n'a été omise. Pour les sources de combustion fixes, on pourrait utiliser des catégories générales basées sur le but premier du procédé de combustion (p. ex., la production d'électricité, de vapeur ou de chaleur). D'autres méthodes de classement peuvent être utilisées à l'égard du type de combustible ou du type de technologie utilisé. Les sources de combustion mobiles sont caractérisées par le type de carburant utilisé ainsi que les moyens de transport ou les types de véhicule utilisés sur place. Les émissions des procédés industriels sont largement associées à des procédés spécifiques (p. ex., les émissions du procédé électrolytique) ou à des applications particulières qui définissent, en grande partie, les principales catégories. Quel que soit le choix des catégories, il est important de fournir, s'il y a lieu, des explications appropriées pour décrire ce que les catégories comprennent et éviter ainsi toute confusion.

Étape 1 : Déterminer les sources d'émissions

a) Déterminer les sources potentielles des émissions de GES attribuables à la combustion fixe et mobile, à des procédés de production particuliers ou à des systèmes propres à l'installation en analysant les activités en détail et en repérant les aires, les procédés ou le matériel utilisés là où les GES sont émis.

b) Construire des organigrammes d'ingénierie qui décrivent en détail les divers procédés utilisés au sein de l'installation. Limitez ces diagrammes aux procédés industriels qui reposent sur l'utilisation de combustibles et sur les procédés ou systèmes de production produisant les GES couverts ici.

c) Fournir les spécifications techniques types pour les procédés retenus, comme les températures de réaction, etc. Inscrivez ces renseignements dans l'organigramme.

d) Déterminer les types de combustibles (ou de carburants) et de technologies de combustion utilisés pour chaque source de combustion fixe et mobile.

e) Décrire les réactions chimiques stœchiométriques pertinentes attribuables aux sources d'émissions de GES de l'installation.

f) Dresser la liste de toutes les réactions secondaires pouvant diminuer ou réduire les émissions et les procédés catalytiques ou autres méthodes (p. ex., le recyclage des sous-produits du CO_2, les dispositifs anti-pollution) qui peuvent être utilisées pour contrôler les émissions résultant de l'utilisation des combustibles ou des procédés.

g) Documenter chaque source d'émissions dans les catégories choisies.

Section 3 : Estimation des émissions de gaz à effet de serre

3.1 Méthodes d'estimation des émissions

Plusieurs méthodes peuvent servir au calcul et à l'évaluation des émissions de GES attribuables aux sources répertoriées pour une installation. La mesure directe est généralement la méthode d'estimation la plus exacte. Néanmoins, il est souvent difficile de se procurer ce type de données et la plupart des émissions de GES dues à la combustion de combustibles et aux procédés industriels ont toujours fait l'objet d'estimations. L'estimation est la méthode dont se servent de nombreux pays pour constituer leurs inventaires nationaux. Les sections qui suivent fournissent des détails sur les méthodes d'estimation retenues dans ce guide.

Pour trouver la méthode appropriée, il faut tenir compte de divers facteurs tels que la disponibilité des données sur les activités, les coefficients d'émission (CE), les hypothèses avancées, les technologies de combustion ou les procédés industriels utilisés. Ces méthodes choisies sont conformes aux techniques de comptabilisation dont se servent les gouvernements nationaux pour déclarer leurs émissions de GES à la Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) ainsi qu'aux méthodes qui seraient utilisées en vertu du Protocole de Kyoto émanant de cette Convention.

3.2 Sources de données

Lorsqu'on choisit la méthode d'estimation applicable aux émissions de GES, il faut évaluer les sources de données accessibles à l'installation en question. En ce qui a trait aux émissions résultant de la combustion des combustibles, la quantité et le genre de combustibles consommés représentent les données minimales requises pour toute stratégie d'estimation. Il est important que cette information se présente sous forme ventilée si on veut pouvoir choisir la méthode d'estimation qui convient (p. ex., par unité de technologie de combustion, par procédé de combustion, par moyen de transport ou type de véhicule ou encore à l'échelle de l'installation). Plus cette information est ventilée, plus les estimations des émissions seront exactes. C'est particulièrement vrai pour les émissions de CH_4 et de N_2O en raison de la nature des procédés d'émission qui sont dépendants de la technologie. En outre, la ventilation de la consommation de combustibles et carburants garantira le caractère adéquat de la comptabilisation des émissions.

En ce qui a trait aux émissions des procédés industriels, il existe plusieurs types de sources de données notamment : la production totale d'aluminium, la consommation de matières premières pour le procédé électrolytique, les quantités de coke produites dans le cadre du procédé de calcination, les données sur la composition de divers composés (p. ex., le coke de remplissage, le coke de brai) provenant d'analyses de laboratoire et de paramètres de fonctionnement mesurés pour déterminer les effets d'anode ou des deux.

Parmi les sources potentielles des données décrites ci-dessus, on peut citer :

- les exploitants de procédés ou d'usines, le personnel chargé de l'entretien de l'équipement (la consommation de combustible ou de carburant, l'alimentation en matières premières et le taux de production peuvent être mesurés ou retracés par procédé ou par pièce d'équipement à l'aide de registres, ce qui permet de suivre le rendement opérationnel, les différences pondérales

mesurées périodiquement dans les stocks de matières premières et dans les dossiers de l'usine répertoriant les matières utilisées);

- le service de comptabilité générale (données disponibles grâce aux factures mensuelles et aux bordereaux d'expédition sur l'utilisation des combustibles, l'utilisation des réactifs et des matières premières brutes des procédés de l'installation, etc.);
- les fournisseurs de matières premières ou de combustibles, fournisseurs d'équipement (quantité de combustibles livrés à des fins de facturation, données sur la composition du combustible ou des matières premières, coefficients d'émission, données sur le fonctionnement du matériel et des procédés industriels); et
- les laboratoires aménagés sur place ou hors site (données sur la composition des combustibles, la qualité du produit, l'analyse des gaz dans le cadre de certains cycles de procédés, etc.).

Étape 2 : Identification des sources de données

a) Procéder à l'étude des divers systèmes de données, à l'installation, en vue de détecter les sources de données disponibles pour chaque catégorie de sources (p. ex., la combustion fixe, la combustion mobile, les procédés industriels).

b) Fournir les détails appropriés à l'égard de ces sources de données (p. ex., les responsables de la collecte de données, la fréquence de la collecte, etc.).

c) Il est important de choisir des sources de données qui font autorité et dont la stabilité et la disponibilité, dans un proche avenir, sont incontestables.

3.3 Sélection de la méthode d'estimation

Pour aider les spécialistes de l'inventaire à choisir la méthode d'estimation, un certain nombre d'organigrammes ont été élaborés pour les sources d'émissions couvertes ici. La section suivante présente les organigrammes qui ont été jugés appropriés, pour les combustibles consommés et les procédés industriels utilisés sur place.

Important :
On peut utiliser plus d'une méthode d'estimation pour déterminer les émissions d'un GES particulier attribuables à l'installation. Dans ce cas, il est essentiel d'admettre qu'un double comptage des émissions peut se produire lorsqu'on combine des estimations élaborées à l'aide de différentes méthodes. Les données sur les activités devraient être ajustées pour éviter tout double comptage. Par exemple, si on connaît la quantité de combustibles consommés par une chaudière donnée (disons la chaudière A) de l'installation, on peut faire appel à la méthode basée sur les sources pour estimer les émissions de CO_2 de cette unité de combustion. Par contre, si pour d'autres unités de combustion aménagées à l'installation qui utilisent le même type de combustible, on ignore la quantité de combustibles consommés par chacune de ces unités, on peut se voir forcé d'utiliser la quantité totale de ce combustible fournie à l'installation pour estimer les émissions de CO_2 produites par ces unités de combustion. Pour éviter tout double comptage, la quantité de combustibles consommés par la chaudière A devrait être soustraite de la quantité totale de combustible utilisé à l'installation avant d'estimer les émissions produites par les autres unités de combustion.

Étape 3 : Sélection de la méthode d'estimation

a) À l'aide des organigrammes présentés dans les sections qui suivent, déterminer la méthode d'estimation qui convient aux sources d'émissions de GES de l'installation.

b) Donner, si nécessaire, les détails propres à chaque point de décision, en expliquant les facteurs qui ont conduit à choisir une voie plutôt qu'une autre dans l'organigramme.

3.3.1 Émissions des systèmes de combustion fixes

La figure 1 sera utilisée pour choisir une méthode d'estimation des émissions de CO_2 provenant des sources de combustion fixes répertoriées. La figure 2 sera utilisée pour choisir une méthode s'appliquant aux émissions de CH_4 et de N_2O (gaz autres que le CO_2) provenant de la combustion.

3.3.2 Émissions des systèmes de combustion mobiles

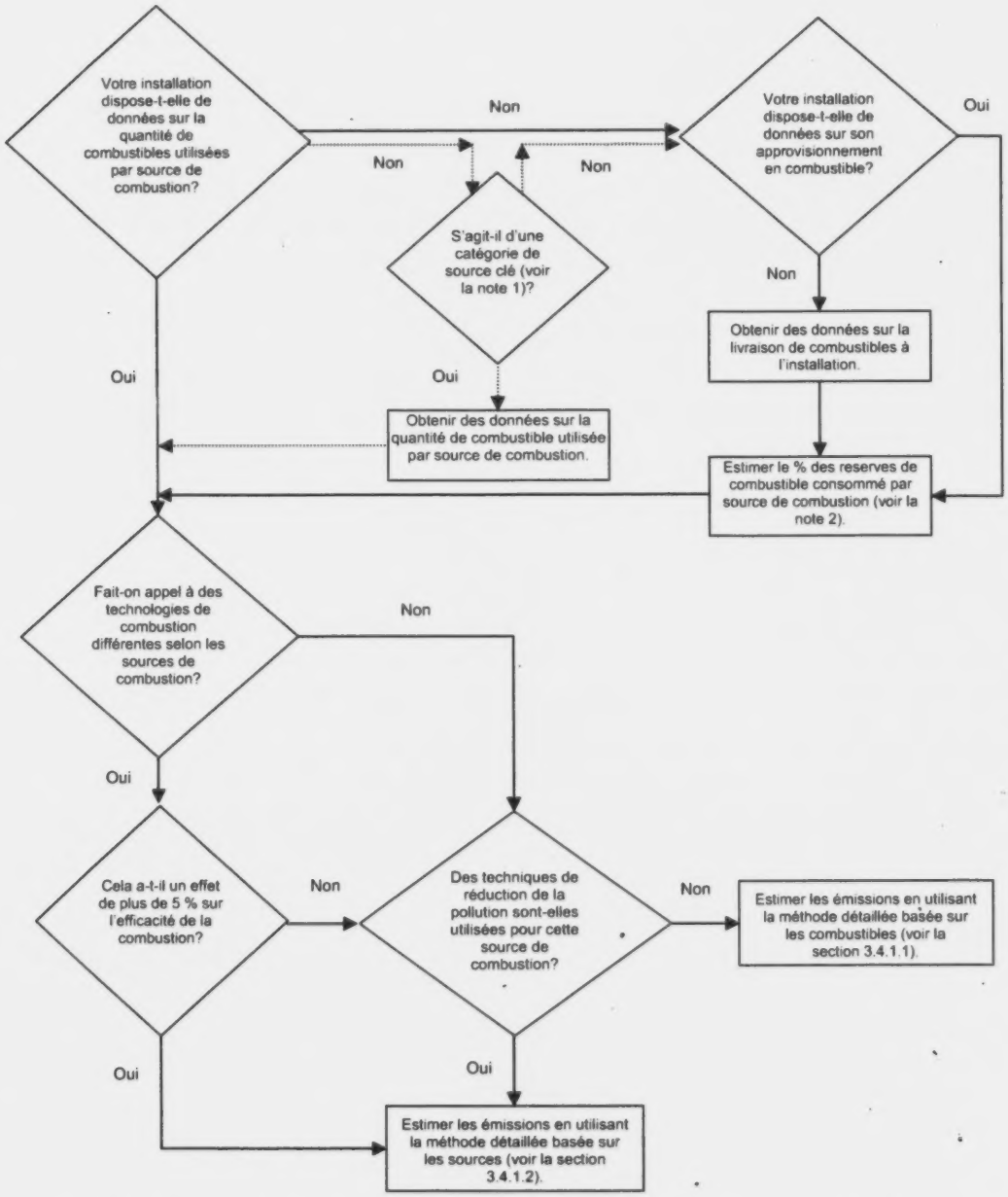
On n'a pas estimé utile de fournir un organigramme pour estimer les émissions liées à la combustion mobile. Le responsable de l'inventaire consultera la section 3.4 pour trouver la méthodologie relative à ce type de sources d'émissions.

3.3.3 Émissions des procédés industriels

Pour les sources d'émission liées à un procédé particulier, deux organigrammes ont été élaborés pour faciliter le choix de la méthode d'estimation s'appliquant à ces sources. La figure 3 doit être utilisée lorsqu'il s'agit de choisir une méthode d'estimation des émissions de CO_2 résultant de la consommation de l'anode ou de la cuisson de l'anode et de la cathode. La figure 4 doit être utilisée lorsqu'on choisit une méthode d'estimation des émissions de HPF résultant des effets d'anode.

On n'a pas estimé utile de fournir des organigrammes pour d'autres émissions liées aux procédés industriels. Le responsable de l'inventaire consultera la section 3.4 pour trouver la méthodologie relative à ce type de sources d'émissions.

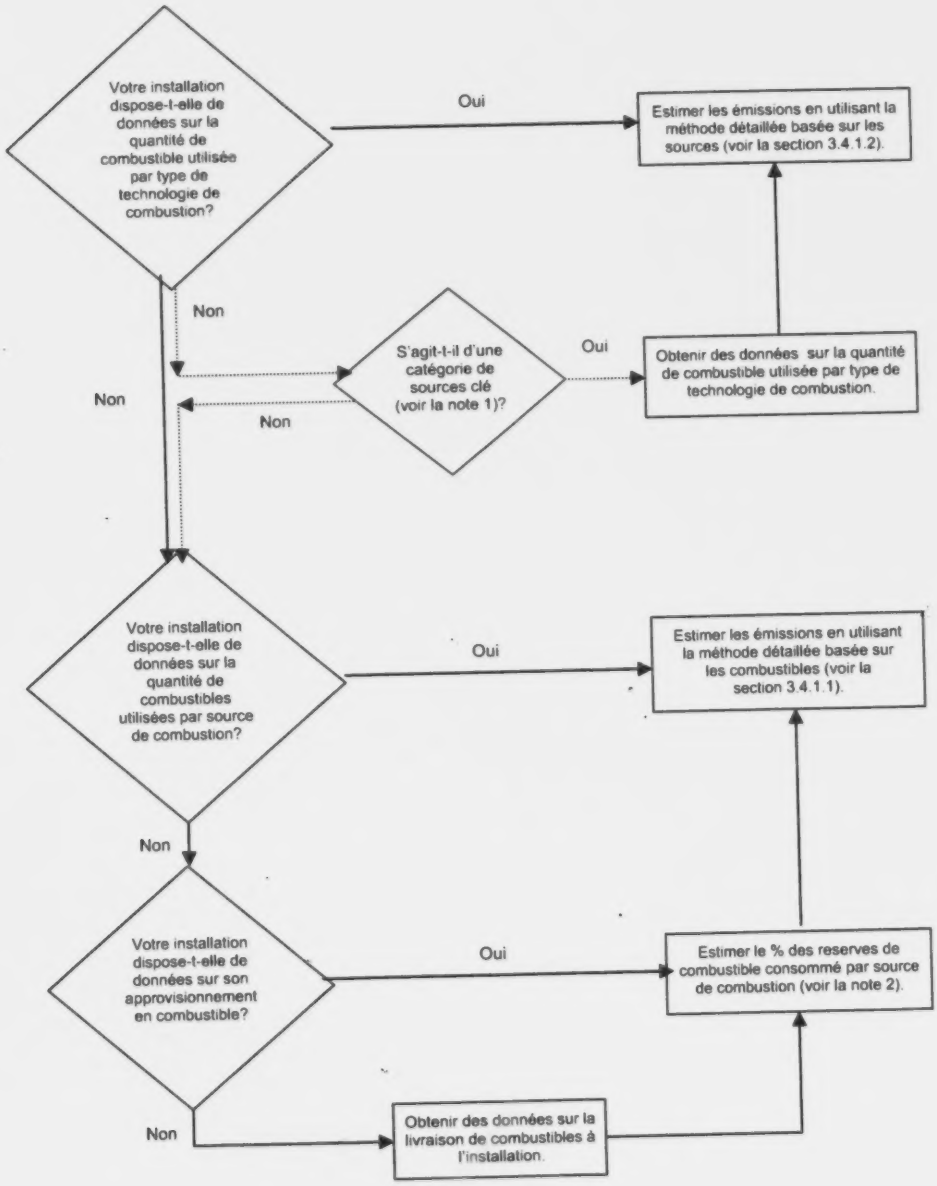
Figure 1 : Organigramme pour le choix de la méthode d'estimation des émissions de CO_2 provenant des systèmes de combustion fixes



Note 1 : Selon les Lignes directrices du GIEC (GIEC, 1997), une catégorie de sources clé est une catégorie à laquelle on a accordé la priorité au sein du système d'inventaire national parce que son estimation a une influence significative sur l'ensemble de l'inventaire des gaz à effet de serre directs d'un pays pour ce qui est du niveau absolu d'émissions, de la tendance des émissions ou des deux. Pour une installation, on peut appliquer une définition similaire et voir une catégorie de sources clé comme une catégorie à laquelle on a accordé la priorité au sein du système d'inventaire de l'installation. Pour d'autres détails sur cette question, veuillez consulter la section 3.5. Cette étape de l'organigramme peut être sautée jusqu'à ce que l'installation ait procédé à un inventaire des GES pendant plusieurs années (entre 3 et 5 ans).

Note 2 : Les données d'ensemble sur l'approvisionnement en combustibles peuvent comprendre des données relatives à des combustibles utilisés à des fins non énergétiques (p. ex., comme source d'alimentation). Il est nécessaire de soustraire ces quantités de combustible de l'approvisionnement total en vue de déterminer la quantité de combustibles consommés pour produire de l'énergie.

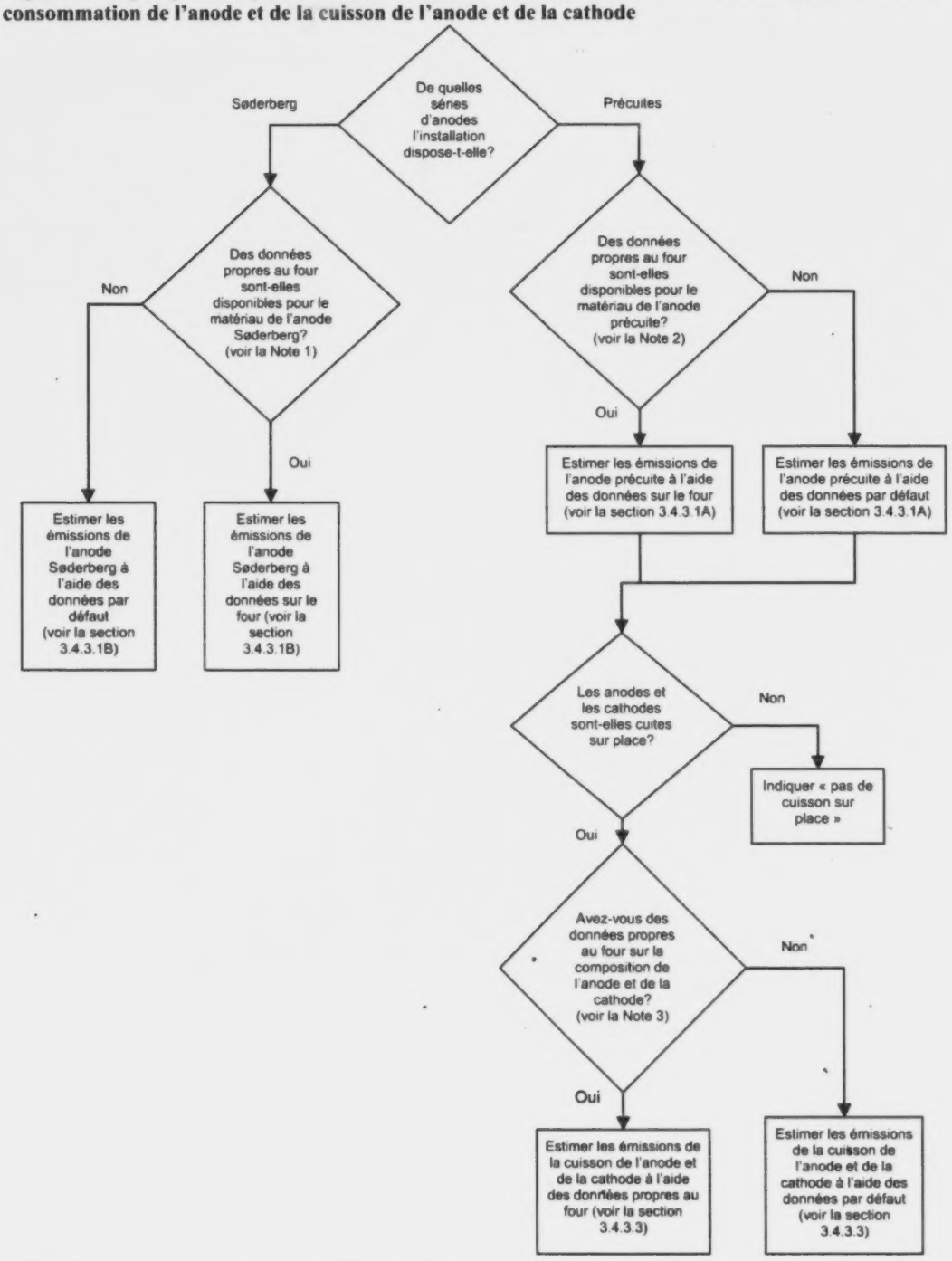
Figure 2 : Organigramme pour le choix de la méthode d'estimation des émissions de CH_4 et de N_2O attribuables à des systèmes de combustion fixes



Note 1 : Selon les Lignes directrices du GIEC (GIEC, 1997), une catégorie de sources clé est une catégorie à laquelle on a accordé la priorité au sein du système d'inventaire national parce que son estimation a une influence significative sur l'ensemble de l'inventaire des gaz à effet de serre directs d'un pays pour ce qui est du niveau absolu d'émissions, de la tendance des émissions ou des deux. Pour une installation, on peut appliquer une définition similaire et voir une catégone de sources clé comme une catégorie à laquelle on a accordé la priorité au sein du système d'inventaire de l'installation. Pour d'autres détails sur cette question, veuillez consulter la section 3.5. Cette étape de l'organigramme peut être sautée jusqu'à ce que l'installation ait procédé à un inventaire des GES pendant plusieurs années (entre 3 et 5 ans).

Note 2 : Les données d'ensemble sur l'approvisionnement en combustibles peuvent comprendre des données relatives à des combustibles utilisés à des fins non énergétiques (p. ex., comme source d'alimentation). Il est nécessaire de soustraire ces quantités de combustible de l'approvisionnement total en vue de déterminer la quantité de combustibles consommés pour produire de l'énergie.

Figure 3 : Organigramme pour choisir la méthode d'estimation des émissions de CO_2 provenant de la consommation de l'anode et de la cuisson de l'anode et de la cathode

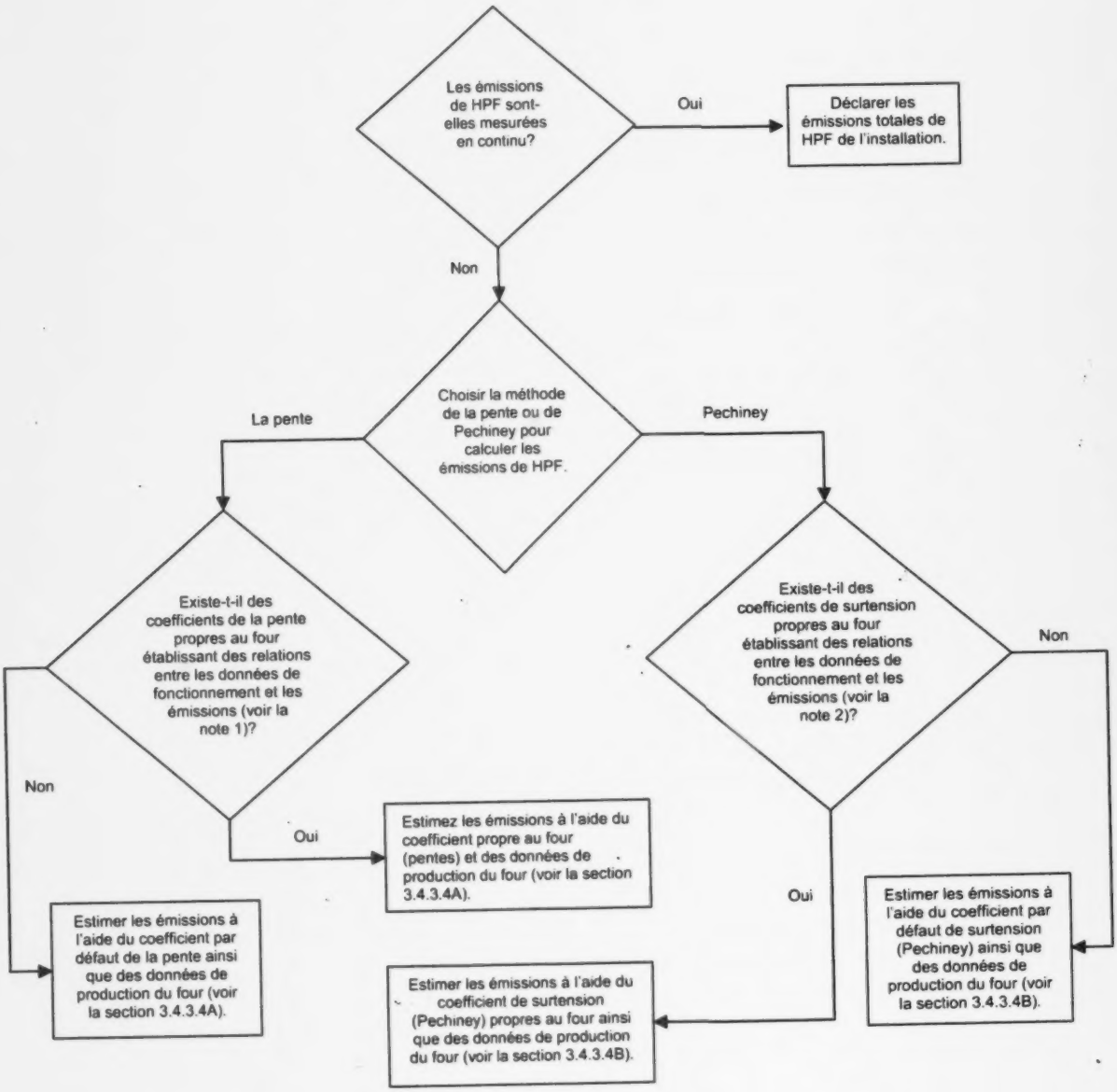


Note 1 : Les données propres au four font référence : à la consommation de pâte par tonne d'aluminium produit, aux émissions de matières solubles dans le benzène par tonne d'aluminium produit, au pourcentage d'agent liant dans la pâte et aux pourcentages d'impuretés du brai et du coke calciné

Note 2 : Les données propres au four font référence : à la consommation nette de carbone par tonne d'aluminium produit et au pourcentage d'impuretés des anodes cuites (p.ex. le soufre, les cendres, etc.).

Note 3 : Les données propres au four font référence : au pourcentage d'impuretés du coke de remplissage, à la teneur en brai des anodes/cathodes crues et au pourcentage d'hydrogène dans le brai.

Figure 4 : Organigramme pour choisir la méthode d'estimation des émissions de HPF résultant des effets d'anode



Note 1 : Par données de fonctionnement, on veut dire la fréquence des effets d'anode (nombres des effets d'anode par série d'anodes par jour) et la durée des effets d'anode (en unités de minutes).

Note 2 : Par données de fonctionnement, on veut dire la surtension due à l'effet d'anode (en unités de mV par série d'anodes par jour).

3.4 Calcul des émissions

Les estimations des émissions de GES devraient être basées sur un cycle d'inventaire d'un an. L'année civile est la période la plus communément utilisée. De plus, des valeurs séparées doivent être évaluées et justifiées pour les émissions de gaz à effet de serre produites par l'installation (p. ex., le CO_2, le CH_4, le N_2O, les HPF, le SF_6, ou les HFC). Pour les mesures et les calculs, il convient d'utiliser les unités métriques adoptées dans le cadre des conventions internationales.

Tel que mentionné précédemment, les estimations des émissions de GES sont normalement obtenues par calcul. Néanmoins, si des mesures directes sont accessibles pour un gaz à effet de serre résultant d'un procédé ou d'un équipement particulier de l'installation (p. ex., grâce à un programme de surveillance continue), il faut inclure tous les détails sur ces données et en faire usage pour déterminer les émissions totales.

Pour ce qui est des méthodes d'estimation basées sur des CE, il est important que les responsables de l'inventaire utilisent les lignes directrices de base présentées ci-dessous pour augmenter la cohérence et la transparence :

- Si des CE locaux ou propres à l'installation sont accessibles, il est important de fournir tous les détails sur les sources de ces coefficients et toute autre information pertinente telle que, notamment, les hypothèses, conventions ou conversions qui leur sont associée. S'il s'agit de CE propres à des installations récentes, il faut fournir des détails sur la méthodologie utilisée pour élaborer les coefficients, notamment sur les sources de données et les documents scientifiques ou techniques utilisés[7].
- Les CE propres au combustible devraient être basés sur la quantité physique de combustible consommée puisque les combustibles sont généralement mesurés ou déclarés en unités physiques. Cela réduit le nombre de conversions requises pour obtenir les estimations. Pour convertir un CE calculé en unités d'énergie (p. ex., en grammes par térajoule) en unités physiques appropriées au combustible en question, il faut utiliser le facteur de conversion en valeur calorifique qui convient à ce type particulier de combustible. Les valeurs calorifiques supérieures peuvent être obtenues auprès du fournisseur du combustible et des valeurs par défaut sont proposées à l'annexe A[8]. Il est important de fournir des détails sur les coefficients de conversion appliqués.

Il est possible que les responsables de l'inventaire aient des motifs valables de modifier ou de peaufiner la méthodologie utilisée pour estimer les émissions de certaines catégories de sources particulières. Cela peut se produire par exemple à la suite d'une modification des données disponibles, d'une amélioration de la capacité de préparation de l'inventaire ou d'une amélioration de l'estimation des catégories de sources clés. De tels changements de méthode sont souhaitables lorsqu'ils permettent des estimations plus précises et plus complètes. Lorsqu'un changement de méthodologie a lieu, il est normal de recalculer les estimations d'émissions pour toutes les années d'inventaire, en remontant aussi loin que possible, au moyen de la méthode modifiée. Il est important en effet de veiller à ce que les tendances des émissions puissent être évaluées de manière uniforme et fiable.

---

7 Des renvois rigoureux à ces sources d'information devraient être fournis dans l'inventaire des GES et mis au besoin à la disposition des intéressés à des fins de consultation si nécessaire. Ceci reflète le principe de base de transparence.

8 Les valeurs calorifiques brutes présentées à la table A.9 de l'annexe A sont extraites de la publication de Statistique Canada intitulée « *Bulletin trimestriel – disponibilité et écoulement d'énergie au Canada* », nº de cat. 57-003 (Statistique Canada, décembre 2001).

Étape 4 : Calcul des émissions

a) Estimer les émissions des sources de combustion fixes de l'installation à l'aide de la méthode choisie à l'étape 3.

b) Estimer les émissions des sources de combustion mobiles de l'installation en utilisant la méthodologie détaillée à la section 3.4.2

c) Estimer, au besoin, les émissions des procédés industriels de l'installation à l'aide de la méthode choisie à l'étape 3.

d) Décrire en détail la méthode d'estimation, notamment les hypothèses, les données utilisées, les coefficients de conversion, les calculs et les tableurs.

3.4.1 Émissions des systèmes de combustion fixes

Cette section décrit les méthodes jugées appropriées pour l'estimation des émissions des systèmes de combustion fixes. Deux méthodes sont décrites : la méthode détaillée basée sur les combustibles (voir la section 3.4.1.1) et la méthode détaillée basée sur les sources (voir la section 3.4.1.2).

3.4.1.1 Méthode détaillée basée sur les combustibles

La méthode détaillée basée sur les combustibles estime la quantité d'émissions de GES (CO_2, CH_4 ou N_2O, p. ex.,) à l'aide de l'équation générale suivante :

$$\text{Émissions} = \text{Quantité de combustible consommé}_{ab} \times \text{Coefficient d'émission}_{ab}$$

où : a = type de combustible;
b = secteur ou source d'activité.

Cette méthode exige de bien connaître la quantité et la qualité des divers types de combustibles consommés par les sources de combustion ainsi que de l'application des CE de CO_2 propres aux combustibles en cause. Pour les émissions de CH_4 et de N_2O, les CE utilisés sont propres aux combustibles et n'établissent aucune distinction entre les différentes technologies de combustion. On peut appliquer des CE qui incorporent, en théorie, un ou plusieurs types de technologie de combustion d'ordre général ou particulier. Cette stratégie ne tient pas compte des technologies de réduction des émissions ou de dépollution qui peuvent être en place à l'installation.

Pour calculer les émissions de CO_2, de CH_4 et de N_2O à l'aide de cette méthode, il faut d'abord déterminer la quantité de chacun des types de combustibles consommée par les systèmes de combustion fixes de l'installation.

Ensuite, il faut choisir un CE approprié pour chaque type de combustible consommé. L'utilisation d'un CE propre à l'installation ou disponible localement est tenue pour une pratique acceptable, plus représentative des conditions locales ou techniques compte tenu du type de combustible et des modes de fonctionnement de l'installation. Des indications générales pour l'élaboration d'un CE propre à l'installation sont fournies ci-dessous. S'il s'avère impossible d'obtenir des données

appropriées, le coefficient par défaut fourni à l'annexe A pour chaque type de combustible sera utilisé.[9]

Pour chaque type de combustible, il faut calculer les émissions estimatives à l'aide de l'équation générale fournie ci-dessus, en se servant du CE choisi et de la quantité de combustibles consommés. Des modèles sont proposés à l'annexe A (tableaux A.1 à A.3) pour enregistrer les intrants de combustible, le CE choisi et les émissions calculées de CO_2, CH_4 et N_2O.

Finalement, il faut additionner les résultats de chacun des combustibles (sauf pour les biocombustibles, dans le cas du CO_2) pour obtenir les émissions totales (par type de GES) produites par les systèmes de combustion fixes de l'installation. Les émissions de CO_2 provenant de la combustion des biocombustibles sont estimées, mais elles sont répertoriées séparément à titre d'élément d'information.

Lignes directrices pour l'élaboration d'un CE propre à l'installation :

a) Coefficient d'émission pour le CO_2

Les coefficients d'émission de CO_2 applicables à la combustion de combustibles dépendent principalement des propriétés du combustible et, à un degré moindre, de la technologie de combustion utilisée. Dans le cadre de la méthode détaillée basée sur les combustibles, l'équation générale suivante (adaptée d'un document conjoint EMEP/CORINAIR, 2001) peut être utilisée pour déterminer un CE de CO_2, par type de combustible :

$$CE_{CO_2} = \left(\frac{44}{12}\right) \cdot C_{C\ combustible} \cdot \infty$$

où : CE_{CO_2} = CE propre à l'installation, par type de combustible (en masse de CO_2/masse de combustible [p. ex., g/kg]);
$C_{C\ combustible}$ = teneur en carbone du combustible (en masse de carbone/masse de combustible [p. ex., g/kg]);
∞ = fraction de carbone oxydé.

Les données sur la composition du combustible consommé à l'installation peuvent être utilisées pour déterminer la teneur en carbone de ce combustible. Il faut convertir le carbone (C) en CO_2 en multipliant par le rapport du poids moléculaire du CO_2 au C (44/12). De plus, il faut tenir compte de la fraction de carbone oxydée transformée en CO_2. De petites quantités de carbone peuvent rester inoxydées (sous forme de suie ou de cendres). Il faudra peut-être établir l'efficacité théorique des procédés de combustion utilisés.

En outre, on suppose que le CO_2 est le seul produit de l'oxydation. Les produits résultant de l'oxydation incomplète tels que le monoxyde de carbone devraient subir une oxydation complète pour former du CO_2 dans l'atmosphère après avoir été émis (GIEC, 1997). De cette façon, le carbone de toutes ces émissions est pris en compte dans les émissions totales de CO_2.

Pour ce qui est des combustibles dont la teneur en carbone fluctue de manière significative d'année en année (tels que le charbon), un nouveau CE devrait être élaboré pour chaque période d'inventaire.

9 Les CE répertoriés à l'annexe A sont ceux qui sont utilisés par Environnement Canada pour la préparation de l'Inventaire canadien des gaz à effet de serre. Vous noterez que les CE pour le CO_2 sont établis à l'échelle du secteur ou de la province. Les CE pour le CH_4 et le N_2O sont propres au secteur et peuvent être liés à l'usage d'un ou de plusieurs types de technologie de combustion courante.

b) Coefficients d'émission du CH_4 ou du N_2O

Les émissions de CH_4 ou de N_2O résultant de la combustion des combustibles dépendent de la technologie employée. En raison de cette dépendance, l'élaboration d'un CE propre à l'installation applicable à la méthode détaillée basée sur les combustibles n'est pas aussi évidente que dans le cas du CE du CO_2. Il peut s'avérer nécessaire d'émettre des hypothèses sur le type de technologie de combustion considéré comme représentatif des procédés de combustion de l'installation.

Le CE élaboré pour un type de combustible donné doit être basé sur les valeurs des émissions de CH_4 ou de N_2O mesurées *in situ* pour le type de technologie de combustion utilisé. Si un seul type de combustible (p. ex., du gaz naturel) est consommé sur place à l'aide d'une technologie de combustion unique, le CE élaboré sera propre à ce type de combustible et à cette unité de combustion (comme pour les CE élaborés dans le cadre de la méthode détaillée basée sur les sources, qui est décrite à la section suivante). Il faut consulter la section 3.4.1.2 pour obtenir d'autres indications et des méthodes de calcul pour l'établissement du CE.

Si un type particulier de combustible est utilisé à l'installation dans le cadre de plus d'une technologie de combustion, un CE pondéré pour l'installation pourrait être élaboré à partir du fractionnement de ces technologies (à savoir en utilisant le débit nominal ou d'autres paramètres comparables) et à partir des CE correspondant à chaque type de technologie. Il s'agit là d'une méthode similaire à celle qui a servi à élaborer les CE nationaux pour le CH_4 et le N_2O (adaptation de SGA Energy Limited, 2000).

3.4.1.2 Méthode détaillée basée sur les sources

Cette méthode est similaire à celle qui a été exposés dans la section précédente au sens où elle utilise la même équation générale pour estimer les émissions de GES :

$$\text{Émissions} = \text{Quantité de combustible consommé}_{abc} \times \text{Coefficient d'émission}_{abc}$$

où : a = type de combustible;,
b = secteur ou source d'activité;
c = type de technologie.

Pour appliquer cette méthode, il faut bien connaître la variabilité des émissions selon la source et l'efficacité des procédés de combustion. Les CE utilisés sont propres à la technologie de combustion appliquée aux sources de combustion énumérées. En outre, on tient compte, dans cette méthode, de toute technologie de réduction des émissions ou de dépollution.

Pour calculer les émissions de CO_2, de CH_4 et de N_2O dans le cadre de cette méthode, il faut d'abord déterminer la consommation de chaque type de combustible alimentant les unités de combustion, selon les technologies utilisées à l'installation.

Il faut ensuite choisir un CE approprié, adapté au type de combustible consommé et au type de technologie de combustion exploitée. Des indications générales sur la façon d'élaborer les CE propres à l'installation sont fournies ci-après. Si on ne peut obtenir les données nécessaires à l'élaboration d'un CE propre à l'installation, il faudra faire appel à un des CE par défaut répertoriés à l'annexe B, selon le type de combustible ou de technologie de combustion utilisé[10]. Si aucun CE de

10 Les CE répertoriés à l'annexe B ont été calculés à partir des Compilation of Air Pollutant Emission Factors (AP-42) de l'EPA des Etats-Unis (EPA des Etats-Unis, 1995).

CO_2 ne figure à l'annexe B pour un certain type de technologie utilisée à l'installation, il suffit de faire appel à un CE propre à l'installation ou à un CE par défaut par type de combustible, tel qu'on le ferait dans le cadre de la méthode détaillée basée sur les combustibles (voir la section précédente et les CE par défaut présentés à l'annexe A).

Pour chaque type de combustible et chaque technologie de combustion utilisée, calculez les émissions estimatives à l'aide du CE choisi et de la quantité de combustibles consommés. L'annexe B (tableaux B.1 à B.3) propose un certain nombre de modèles pour enregistrer les intrants de combustible, le CE choisi et les émissions calculées de CO_2, CH_4 et N_2O.

Il faut en outre tenir compte, s'il y a lieu, d'un important facteur supplémentaire : la présence d'un dispositif de réduction des émissions de GES :

- Il faudra ajuster comme il se doit les estimations d'émissions de manière à tenir compte des dispositifs de réduction des émissions de GES ou de dépollution en place. En outre, il faudra repérer ces dispositifs et établir le pourcentage de réduction des émissions des GES en cause. Pour éviter tout double comptage des réductions attribuables aux dispositifs de réduction des émissions, il est important de vérifier si le CE utilisé à l'étape 2 est fondé sur des émissions contrôlées ou non contrôlées.
- Il est important de préciser le rendement, les paramètres de fonctionnement et toute hypothèse importante s'appliquant à la technique de réduction des émissions au sein de l'inventaire des GES puisqu'il n'existe que très peu d'information sur ces technologies dans le domaine public. Cela s'inscrit dans la logique du principe de base de transparence.
- Il faut calculer les émissions estimatives nettes des gaz à effet de serre en cause en utilisant le pourcentage de réduction propre au dispositif de contrôle utilisé à l'installation.

Enfin, il faut additionner les résultats obtenus pour chaque combustible (sauf les biocombustibles dans le cas du CO_2) pour obtenir les émissions totales rejetées (par type de GES) par les systèmes de combustion fixes de l'installation. Les émissions de CO_2 provenant de la combustion des biocombustibles sont estimées, mais elles sont répertoriées séparément à titre d'élément d'information seulement.

Lignes directrices pour l'élaboration d'un CE propres à l'installation :

Pour ce qui est des CE du CO_2, du CH_4 ou du N_2O utilisés dans le cadre de la méthode détaillée basée sur les sources, le calcul du coefficient se fonde sur le type de combustible consommé et le type de technologie de combustion utilisée (p. ex., chaudière industrielle, foyer cyclone, foyer à grille roulante, etc.). Le CE doit être basé sur les valeurs des émissions produites par l'unité de combustion selon la technologie appliquée. La méthode employée pour obtenir les données sur les émissions (p. ex., le Système de surveillance en continu des émissions (SSCE), l'échantillonnage de la cheminée, les estimations techniques) pour une unité de combustion donnée doit être accompagnée de la documentation pertinente.

Les données obtenues sur les émissions peuvent être exprimées en unités de concentration (p. ex., ppmvs – parties par million par volume d'air sec). Pour convertir les émissions mesurées en unités de concentration en unités de masse, on peut appliquer l'équation suivante (adaptée de l'EPA des États-Unis, 2001) :

$$E_x = \frac{(C \cdot PM \cdot Q \cdot 60)}{(V \cdot 10^6)}$$

où : E_x = émissions de GES, x, en g/h (gramme/heure);
C = concentration de GES en ppmvs (parties par million par volume d'air sec);
PM = poids moléculaire du GES en g/mol (grammes/mole);
Q = débit volumétrique des gaz de la cheminée en mètres cubes standards de matière sèche par minute (dscmm);
60 = 60 min./h;
V = volume occupé par 1 mole de gaz idéal à température et pression normales (0,022414 m^3/molécule-gramme à 0°C et 101,325 kPa).

La technique de mesure à l'aide du tube de Pitot permet de déterminer le débit volumétrique des gaz de cheminée.

Pour calculer le CE par unité physique de combustible consommé, il faut connaître le débit du combustible dans l'unité de combustion :

$$CE_x = \frac{E_x}{Q_f}$$

où : CE_x = coefficient d'émission pour le GES; x, en g/unité physique de combustible consommé (p. ex., kg, m^3, L);
E_x = émissions de GES; x, en g/h;
Q_f = débit du combustible à l'entrée, en unité physique/h (p. ex., kg/h, m^3/h, L/h).

On peut utiliser des unités et des conversions autres que celles dont il est question dans les équations ci-dessus; cela dépend des techniques de mesure appliquées ou des instruments de mesure employés pour obtenir les données sur les émissions. En dernier ressort, les quantités doivent être converties en unités métriques.

Une technologie – ou un dispositif de réduction des émissions de GES – peut être associée à l'unité de combustion pour laquelle un CE est élaboré. Ce CE peut tenir compte des réductions des émissions de GES réalisées grâce à la technologie de réduction si, par exemple, les données sur les émissions utilisées pour élaborer ce CE ont été obtenues à un point situé après l'équipement de réduction. Il faut déterminer si le CE est fondé sur des émissions réduites ou non pour éviter le double dénombrement de toute réduction de GES. Par ailleurs, tout critère de conception concernant la technologie de réduction des émissions doit être documenté si on veut bien comprendre comment différents paramètres du procédé peuvent influer sur les émissions.

On estime qu'un CE associé à une unité particulière peut varier dans le temps (p. ex., en raison de la variation des caractéristiques du combustible ou des conditions de combustion), que des mesures peuvent s'imposer sur une période plus longue et enfin qu'une méthode statistique (distribution de probabilités, régression linéaire, etc.) peut s'avérer nécessaire à l'obtention d'un coefficient moyen. En outre, il se peut qu'il faille mettre sur pied à intervalles réguliers des programmes de mesure (p. ex., tous les deux ans) pour s'assurer que les CE sont encore représentatifs. Dans chacun de ces cas, il est préférable de documenter le programme de mesure mis sur pied, les hypothèses ou les méthodes statistiques utilisées et tout programme d'échantillonnage périodique susceptible d'être mis en œuvre.

Élaboration des coefficients d'émission

Un CE est une valeur représentative qui vise à établir une relation entre la quantité des polluants rejetés dans l'atmosphère et une activité associée au rejet de ces polluants (EPA des États-Unis, 1995). Dans le cas présent, l'activité en question est la combustion de combustibles. Des CE peuvent être élaborés à l'échelle de l'installation à partir de données que celle-ci a fournies et qui correspondent à une période donnée. On peut ensuite utiliser ce CE propre à l'installation pour estimer les émissions de celle-ci. On préfère d'habitude ce genre de CE aux CE généraux ou aux CE pondérés pour une industrie puisqu'ils peuvent fournir la meilleure représentation des émissions résultant des opérations particulières d'une installation. Il peut s'avérer nécessaire de mettre périodiquement à jour les CE propres à l'installation pour rendre compte des modifications apportées à son fonctionnement.

Les caractéristiques des données disponibles ou des données qui peuvent être obtenues pour l'installation définiront le type de CE qui peut être élaboré. L'installation peut disposer des données requises pour élaborer un CE qui lui est propre. Parmi les sources à vérifier, on peut citer les dirigeants de l'usine ou les services de laboratoire utilisés. De plus, les fournisseurs locaux de combustible devraient avoir des renseignements sur la composition et la qualité de ce combustible utilisé. Les fournisseurs des unités de combustion en service peuvent être en mesure de vous fournir des renseignements sur les données d'essai, virtuelles ou réelles, sur le rendement des brûleurs ou sur les spécifications techniques[1]. L'installation peut disposer de systèmes de surveillance ou de programmes d'analyse périodique des émissions permettant de mesurer les rejets de polluants autres que les GES à l'étude (CO_2, CH_4, N_2O). Les modifications apportées à ces systèmes ou programmes pourraient permettre une surveillance accrue de ces GES.

Si les données sur l'installation ne sont pas encore disponibles, plusieurs méthodes peuvent être utilisées pour obtenir les données. Parmi ces méthodes (adaptées de l'EPA des États-Unis, 2001), on peut citer :

(i) <u>L'échantillonnage et l'analyse des combustibles</u>
Cette méthode peut servir à déterminer la composition du combustible et par conséquent sa teneur en carbone. Les échantillons de combustible sont prélevés à des points d'échantillonnage préétablis et envoyés au laboratoire où ils sont soumis à des analyses chromatographiques. Des détails sur la méthode d'échantillonnage et les techniques de laboratoire devraient être obtenus si vous choisissez d'appliquer cette méthode. Vous devriez utiliser un échantillonnage normalisé et des protocoles d'analyse en laboratoire, s'il en existe.

(ii) <u>Système de surveillance en continu des émissions (SSCE)</u>
Cette méthode peut être utilisée pour obtenir en continu des données directes sur les émissions de CO_2, de CH_4 ou de N_2O à partir des différents procédés de combustion. C'est la méthode à retenir quand des émissions sont prévues sur une longue période. Les installations qui utilisent divers types d'instruments ont accès à différents systèmes de surveillance. Votre installation devrait veiller au bon fonctionnement et à l'étalonnage du matériel de surveillance utilisé.

(iii) <u>Surveillance prédictive des émissions</u>
On peut faire appel à cette méthode pour obtenir des données sur les émissions de CO_2, de CH_4 et de N_2O en utilisant les paramètres des procédés pour prédire les émissions sur une longue période. Une corrélation entre les émissions et les paramètres propres aux procédés industriels peut être calculée d'entrée de jeu, au moment où on procède aux essais sur les émissions et où on surveille les paramètres des procédés. Ces données peuvent ensuite servir à élaborer des courbes d'émissions. La précision de ces courbes devrait être vérifiée au moyen d'échantillons périodiques prélevés sur les cheminées en cause.

(iv) <u>Échantillonnage et analyse des gaz de cheminée</u>
Cette méthode peut être utilisée pour obtenir des données directes sur les émissions de CO_2, de CH_4 ou de N_2O sur une courte période (pendant la durée du test). Les échantillons de gaz sont recueillis et envoyés au laboratoire pour analyse. Il faut fournir des détails sur la méthode d'échantillonnage et sur les techniques de laboratoire si vous optez pour cette méthode. Vous pourriez utiliser un échantillonnage normalisé et des protocoles d'analyse en laboratoire, s'il en existe.

1 Il convient toutefois de reconnaître que les données d'essai du fabricant peuvent ne pas être représentatives du rendement sur le terrain et des mesures des émissions sur place peuvent s'imposer si on veut améliorer la précision des estimations.

Points importants à prendre en considération quand on recueille des données qui doivent servir à l'élaboration d'un CE propre à l'installation (adapté de l'EPA des États-Unis, 1995, sauf indication contraire) :

- Les données disponibles ou recueillies sur les émissions ou la composition du combustible ne sont applicables qu'aux conditions qui prévalaient au moment de l'échantillonnage, de l'essai ou de la surveillance. Pour fournir la meilleure estimation possible des émissions en continu (étude annuelle ou un jour typique), il faut que ces conditions soient représentatives des activités de routine de l'installation. Les essais doivent se dérouler dans des conditions de fonctionnement normales.

- Pour rendre compte de la variabilité de la composition ou des émissions du combustible dans le temps, il est préférable de recueillir les données relatives à l'installation sur une longue période (p. ex., à l'aide du SSCE ou d'un certain nombre de tests effectués sur une longue période). Un CE élaboré à partir de données sur la composition du combustible ou sur les émissions recueillies sur une courte période peut compromettre la précision de l'estimation des émissions.

- La qualité d'un CE dépend du caractère plus ou moins fiable des tests utilisés pour l'élaborer ainsi que de la quantité et de la représentativité des données. On préfère qu'un CE soit fondé sur un grand nombre d'observations ou sur des procédures d'essai plus largement acceptées. Un tel CE est considéré comme étant de plus haute qualité (plus exact) alors qu'un coefficient fondé sur une observation unique de qualité douteuse ou extrapolé à partir d'autres facteurs applicables à un procédé similaire sera de moins bonne qualité.

- Il faut s'assurer que les techniques d'échantillonnage et d'essai utilisées pour obtenir des données sur l'installation sont cohérentes et stables si on veut éviter l'incertitude due aux fluctuations dans ces domaines. Des procédures d'AQ et de CQ pertinentes pour l'échantillonnage et l'analyse en laboratoire devraient être documentées et suivies.

- Les données sur les activités qui sont utilisées de concert avec le CE propre à l'installation élaboré en vue d'estimer les émissions reposent sur la quantité des combustibles fournis ou consommés. Puisque ce paramètre est mesuré en unités physiques du combustible en question, le CE devrait être également exprimé en unités physiques du type de combustible utilisé (Olsen, K. et al, 2002).

3.4.2 Émissions des systèmes de combustion mobiles

Les émissions des activités de combustion mobiles se produisant sur place et qui font partie des procédés industriels sont estimées à partir de l'équation générale décrite sous la rubrique Combustion fixe, en l'adaptant aux sources mobiles :

$$\text{Émissions} = \text{Quantité de carburant consommé}_{ab} \times \text{Coefficient d'émission}_{ab}$$

où : a = type de carburant;
b = moyen de transport ou type de véhicule.

Pour calculer les émissions de CO_2, de CH_4 et de N_2O, il faut déterminer d'abord la quantité de chaque type de carburant consommé pour chacune des activités de combustion mobile retenue. Si le même type de carburant est consommé par plus d'un moyen de transport ou type de véhicule, il faudra ventiler les quantités consommées. Si l'installation dispose d'un parc automobile diversifié comprenant une grande variété de véhicules utilisés sur place, il se peut que l'utilisateur se contente de recueillir les données relatives à la quantité de carburant consommé par type de carburant sans ventiler ces données par type de véhicule. On ne s'attend toutefois pas à ce qu'une telle pratique ait une incidence sur le total des émissions de CO_2 attribuables à la combustion de carburant sur les lieux de l'installation puisque ces émissions dépendent largement de la teneur en carbone du carburant. Pour ce qui est des émissions de CH_4 et de N_2O, qui dépendent du type de dispositif anti-pollution employé, il peut être nécessaire de fonder les calculs sur un véhicule type utilisé sur place.

Ce genre d'hypothèse peut introduire une erreur dans l'estimation des émissions, mais cette erreur devrait être minime compte tenu des émissions totales de l'installation.

Il faudra également départager les quantités de carburant ou de combustible utilisé dans les applications de combustion fixes et mobiles s'il s'agit du même type de carburant ou de combustible. Les responsables de l'inventaire devraient préciser la méthode d'estimation des quantités de carburant ou de combustible et, si nécessaire, préciser le mode de classement des sources de combustion.

Ensuite, il faut choisir un CE approprié pour chaque type de carburant consommé. L'utilisation d'un CE propre à l'installation ou disponible localement est tenue pour une pratique acceptable, plus représentative des conditions locales ou techniques compte tenu du type de carburant et des modes de fonctionnement des moyens de transport utilisés. Les indications générales fournies, dans la section de la combustion fixe, sur l'élaboration des CE sont également applicables ici. Tel que décrit précédemment, les CE pour le CO_2 sont propres au combustible ou au carburant alors que ceux du CH_4 et du N_2O sont propres au combustible ou au carburant et sont dépendants de la technologie utilisée (p. ex., influencés par le type de dispositif anti-pollution utilisé).[11] S'il s'avère impossible d'obtenir des données appropriées, le coefficient par défaut fourni à l'annexe C pour le type de carburant et le moyen de transport ou type de vehicule sera utilisé.

Pour chaque type de carburant, il faut calculer les émissions estimatives à l'aide de l'équation générale fournie ci-dessus, en se servant du CE choisi et de la quantité de carburants consommés. Des modèles sont proposés à l'annexe C (tableaux C.1 à C.3) pour enregistrer les intrants de carburant, le CE choisi et les émissions calculées de CO_2, CH_4 et N_2O. Enfin, il faut additionner les résultats de chacun des carburants pour obtenir les émissions totales (par type de GES) produites par les activités de combustion mobiles de l'installation.

3.4.3 Émissions des procédés industriels

Cette section décrit les méthodes d'estimation considérées comme appropriées pour estimer les émissions de divers procédés industriels utilisés par une installation. Un modèle général est disponible à l'annexe D (tableau D.1) pour enregistrer les sources particulières liées aux procédés industriels qui ont cours à l'installation ainsi que l'estimation des émissions de GES correspondantes.

3.4.3.1 Émissions de CO_2 résultant de la consommation de l'anode

Des émissions de CO_2 résultent de la réaction des anodes en carbone avec l'oxygène de l'alumine et, jusqu'à un certain point, l'oxygène de l'air. Pour calculer les émissions de la consommation de l'anode, il faut disposer de données sur la consommation nette de carbone par tonne d'aluminium produit. De plus, des renseignements sur la composition du matériau des anodes sont requis pour déterminer leur teneur en carbone. Il faut, si possible, obtenir des données propres à l'installation pour la composition de l'anode si on veut garantir l'exactitude des estimations pour l'installation en question. Les deux méthodes citées ici peuvent être utilisées selon le type d'anode (précuite ou Søderberg). Les émissions doivent être calculées pour chaque série électrolytique en opération sur les lieux de l'installation.

---

11 Si on ne sait pas si le moyen de transport choisi est doté de dispositifs antipollution ou si on en ignore les effets sur les émissions de GES, on peut, tant que ces données ne sont pas accessibles et qu'on ne contrôle pas tous les paramètres, se servir des CE bruts du combustible et du carburant pour en arriver à des estimations d'émissions prudentes.

A. Anodes précuites

Pour calculer les émissions résultant de la consommation d'une anode ***précuite***, on peut se servir de l'équation suivante[12] :

$$\text{Émissions}_{CO_2} = CCN \times PM \times \frac{(100 - \%S_a - \%Cen_a - \%Imp_a)}{100} \times \frac{44}{12}$$

où :
- CCN = consommation de carbone nette par tonne d'aluminium;
- PM = production totale d'aluminium (tonnes);
- S_a = teneur en soufre des anodes cuites (%);
- Cen_a = teneur en cendres des anodes cuites (%);
- Imp_a = fluor et autres impuretés dans les anodes cuites;
- 44/22 = facteur de conversion du carbone en CO_2.

Si, pour l'installation en cause, des valeurs propres au four ne sont pas disponibles pour les paramètres énumérés ci-dessus, on trouvera, au tableau D.2 de l'annexe D, les valeurs par défaut à utiliser.

Par contre, si les données relatives à la teneur en cendres et en soufre des anodes cuites ne sont pas disponibles, on pourra utiliser les estimations ou les valeurs établies pour une composition similaire des anodes crues puisque l'erreur ainsi introduite est négligeable (le pourcentage d'erreur pour le soufre est de 0,01 %, pour les cendres, de 0,1 %)[12].

B. Anodes Søderberg

Pour calculer les émissions provenant de la consommation d'une anode ***Søderberg***[13], on peut se servir de l'équation suivante[14] :

$$\text{Émissions}_{CO_2} = \left[\begin{array}{l} (CP \times PM) - \left(MSB \times \frac{PM}{1000} \right) - \left(\frac{\%PL}{100} \times CP \times PM \times \left(\frac{\%S_b + \%Cen_b + \%H_b}{100} \right) \right) \\ - \left(\frac{100 - \%PL}{100} \times CP \times PM \times \frac{\%S_c + \%Cen_c}{100} \right) \end{array} \right] \times \frac{44}{12}$$

où :
- CP = consommation de pâte (tonnes pâte/tonne aluminium);
- PM = production totale d'aluminium (tonnes);
- MSB = émissions de matières solubles dans le benzène (kilogrammes/tonne aluminium);
- PL = proportion moyenne de liant dans la pâte (%);
- S_b = teneur en soufre du brai (%);
- Cen_b = teneur en cendres du brai (%);
- H_b = teneur en hydrogène du brai (%);
- S_c = teneur en soufre du coke calciné (%);
- Cen_c = teneur en cendres du coke calciné (%);
- 44/22 = facteur de conversion du carbone en CO_2.

Ici encore, on privilégiera les résultats analytiques propres au four pour les paramètres énumérés ci-dessus. Si ces données ne sont pas disponibles, on peut se servir des valeurs par défaut répertoriées au tableau D.3 de l'annexe D.

12 Source : Gouvernement du Québec et Association de l'Aluminium du Canada, 2002.

13 On sait que les émissions de méthane (CH_4) peuvent également résulter de la consommation de l'anode Søderberg, mais on ne dispose pas encore de la méthode d'estimation qui permettrait de mesurer ces émissions. Dès qu'on disposera de cette méthode, elle sera ajoutée au présent manuel.

14 Source : International Aluminium Institute, 2003.

Il est important de documenter les méthodes utilisées pour élaborer des résultats propres au four pour les paramètres ci-dessus. Des techniques analytiques et des procédures de fonctionnement normalisées devraient être utilisées si possible pour élaborer ces paramètres.

3.4.3.2 *Émissions de CO_2 résultant de la cuisson de l'anode ou de la cathode*

Des émissions de CO_2 résultent de la cuisson des anodes et des cathodes. Dans les cas où la cuisson des anodes et des cathodes aurait lieu sur place, les émissions devraient être calculées à la fois pour le coke de remplissage ou la cokéfaction du brai. Les calculs exigent des renseignements sur le taux net de matière première utilisée pour la production des anodes et cathodes cuites, plus de l'information sur la composition du matériau. Il faut, si possible, obtenir des données propres à l'installation pour la composition des matériaux si on veut garantir l'exactitude des estimations pour l'installation en question.

Pour calculer les émissions du ***coke de remplissage*** des anodes, il faut utiliser l'équation suivante :

$$\text{Émissions}_{CO_2} = \left(CCG \times PAC \times \frac{100 - \%Cen_{cg} - \%S_{cg} - \%Imp}{100} \right) \times \frac{44}{12}$$

où : CCG = consommation de coke de remplissage par tonne d'anode cuite (tonnes coke/tonne anode);
PAC = production d'anode cuite (tonnes);
Cen_{cg} = teneur en cendres du coke de remplissage (%);
S_{cg} = teneur en soufre du coke de remplissage (%);
Imp = autres impuretés (%);
44/22 = facteur de conversion du carbone en CO_2.

Si une analyse propre à l'installation n'a pas été menée à bien, il faudra se servir des valeurs par défaut des paramètres de composition (voir le tableau D.4 de l'annexe D) jusqu'à ce qu'une telle analyse ait été effectuée pour l'installation.

Pour calculer les émissions qui résultent de l'oxydation des matières volatiles du brai lors de la ***cokéfaction du brai***, il faut utiliser l'équation suivante :

$$\text{Émissions}_{CO_2} = \left(TAV - PAC - \left(\frac{\%H_b}{100} \times \frac{\%PB}{100} \times TAV \right) - GR \right) \times \frac{44}{12}$$

où : TAV = Tonnage d'anode crue (tonnes);
PAC = Production d'anode cuite (tonnes);
H_b = Teneur en hydrogène du brai (%);
PB = Proportion moyenne de brai (%) dans l'anode crue;
GR = Goudron récupéré (tonnes); (Il est important de noter que si la valeur caractéristique du tableau D.5 est utilisée, celle-ci doit être multipliée par la PAC avant d'être introduite dans l'équation.);
44/22 = facteur de conversion du carbone en CO_2.

Si des données propres à l'installation ne sont pas disponibles pour les paramètres de composition ci-dessus, on peut faire appel aux valeurs par défaut proposées au tableau D.5 de l'annexe D. Toutes les substances volatiles autres que l'hydrogène devraient être à base de carbone.

Pour calculer les émissions similaires de la cuisson des cathodes, il faut appliquer la méthodologie des anodes décrite ci-dessus en remplaçant dans les équations le coke de remplissage et la cokéfaction du coke par la production de cathodes cuites, le poids des cathodes crues et la composition de la cathode. Puisqu'il n'existe actuellement pas de valeurs par défaut pour les

paramètres de composition qui sont propres aux cathodes, on a présumé que ces valeurs seraient identiques aux valeurs par défaut disponibles pour les anodes. Il est recommandé d'obtenir des données propres à l'installation sur la composition du matériau des cathodes cuites utilisées par l'installation.

3.4.3.3 *Émissions de HPF résultant de l'effet d'anode*

Le CF_4 et le C_2F_6 sont les HPF émis lors de l'effet d'anode, au cours de la première fusion de l'aluminium. Les estimations les plus exactes des émissions de HPF résultant de l'effet d'anode reposent soit sur la surveillance en continu des émissions soit sur la création de relations propres au four pour des émissions basées sur des valeurs mesurées et des conditions de fonctionnement. Cela exige un programme complet de mesures si l'on veut établir la relation propre à la cuve d'électrolyse, ainsi que la collecte continue de données sur les paramètres de fonctionnement (p. ex., la fréquence et la durée des effets d'anode, la surtension due à l'effet d'anode) et sur la production.

Si la surveillance en continue directe des émissions de HPF est accessible ou est envisagée pour l'installation en question, le Guide des bonnes pratiques du GIEC (GIEC, 2000) fournit des lignes directrices générales à l'égard des techniques de mesure directe applicables aux émissions de HPF par les installations qui œuvrent dans le domaine de la production d'aluminium. Ces lignes directrices sont fournies à l'annexe D. Le responsable de l'inventaire devrait également consulter le protocole de mesure pour l'estimation des émissions de CF_4 et de C_2F_6 lors de la production d'aluminium de première fusion, créé conjointement par l'EPA des États-Unis et l'International Aluminium Institute (U.S. EPA et IAI, 2003).

Si la surveillance en continu des émissions de HPF n'est pas possible, deux méthodes peuvent être utilisées pour établir une relation entre les émissions surveillées, généralement obtenues grâce à des mesures prises sur le terrain et les données sur les procédés en vue d'élaborer des relations propres au four qui peuvent être utilisées pour estimer les émissions. Les deux méthodes en question sont la méthode des pentes et la méthode Pechiney décrites ci-dessous.

A. Méthode des pentes

La méthode ***des pentes*** utilise une régression linéaire selon la méthode des moindres carrés entre la fréquence et la durée de l'effet d'anode et les émissions, de telle sorte que les émissions peuvent être calculées à partir de l'équation suivante :

$$\text{Émissions}_{CF_4, C_2F_6} = \text{pente}_{CF_4, C_2F_6} \times \text{FEA} \times \text{DEA} \times \text{PM}$$

où :
- pente = pente de la relation des émissions (mesurées);
- FEA = fréquence de l'effet d'anode (nombre d'effets d'anode/pot/jour);
- DEA = durée de l'effet d'anode en minutes;
- PM = production totale d'aluminium (tonnes).

Notez que la fréquence et la durée de l'effet d'anode peuvent être exprimées sous la forme suivante : nombre de minutes de l'effet d'anode par cellule-jour.

B. Méthode Pechiney

La méthode ***Pechiney*** (ou méthode de la surtension) utilise la surtension de l'effet d'anode comme paramètre du procédé en combinaison avec la quantité d'aluminium produit pour calculer les émissions de HPF. La surtension anodique représente la sommation des différences entre le voltage

total de la cuve et le voltage de consigne à chaque seconde durant un effet anodique divisée par le nombre de secondes total de la période visée (un poste, un jour, etc). Ce calcul (voltage total - voltage de consigne) est effectué lorsque le voltage de la cuve passe 8 volts et se poursuit tant que le voltage n'est pas revenu dans la bande de contrôle. Le coefficient de surtension est déterminé à partir de la mesure des émissions de HPF. Le calcul complet se lit comme suit :

$$\text{Émissions}_{CF_4, C_2F_6} = \text{Coefficient de surtension}_{CF_4, C_2F_6} \times \frac{SEA}{EA} \times PM$$

où : SEA = surtension due à l'effet d'anode en millivolts/pot/jour;
EA = efficacité actuelle du procédé de production d'aluminium exprimée sous forme de fraction;
PM = production totale d'aluminium (tonnes).

Quelle que soit la méthode adoptée, le calcul doit être effectué pour chacun des HPF émis (CF_4 et C_2F_6) et pour chaque série d'électrolyse en service à l'installation.

Si une relation propre au four n'a pas été élaborée pour la méthode choisie, des données sur les paramètres de fonctionnement et sur la production peuvent être utilisées de concert avec les équations ci-dessus et avec les valeurs par défaut des paramètres de la pente et les coefficients de surtension propres au type de technologie exploité par l'installation (p. ex., le type d'anode et sa configuration). Ces valeurs par défaut sont présentées au tableau D.6 de l'annexe D. Pour les émissions de C_2F_6, aucun coefficient de surtension par défaut n'est accessible aux installations qui utilisent la méthode Pechiney ou la méthode du survoltage. Par conséquent, ces émissions peuvent être estimées à 10 % des émissions de CF_4.

3.4.3.4 *Émissions de CO_2 provenant de la calcination du coke*

La calcination du coke, au cours de laquelle le coke est porté à de hautes températures visant à éliminer les matières volatiles, produit du CO_2. L'installation peut acheter les produits du coke calciné ou elle peut se servir d'une chaudière de calcination. Si la calcination du coke est effectuée sur place dans les locaux de l'installation, l'équation suivante peut être utilisée pour calculer les émissions de CO_2 résultant de ce procédé[15] :

$$\text{Émissions}_{CO_2} = \left[\left[CCV \times \frac{(100 - \%H_2O_{cv} - \%V_{cv} - \%S_{cv})}{100} + (CCP + CSCP + EP) \times \frac{(100 - \%S_{cc})}{100}\right] \times \frac{44}{12}\right] + \left[CCV \times 0.035 \times \frac{44}{16}\right]$$

où : CCV = charge de coke vert (tonnes);
H_2O_{cv} = humidité de la charge d'alimentation en coke vert (%);
V_{cv} = matières volatiles dans la charge d'alimentation en coke vert (%);
S_{cv} = teneur en soufre de la charge d'alimentation en coke vert (%);
S_{cc} = teneur en soufre du coke calciné (%);
CCP = coke calciné produit (tonnes);
CSCP = coke sous-calciné produit (tonnes);
EP = émissions de poussière de coke (tonnes);
44/22 = facteur de conversion du carbone au CO_2;
0.035 = en supposant que le CH_4, et le goudron contenu dans les matières volatiles du coke, contribuent aux émissions de CO_2;
44/16 = facteur de conversion du méthane au CO_2.

Concernant les paramètres de composition de l'équation ci-dessus, il faut utiliser des valeurs propres à l'installation pour les débits d'entrée et de sortie de l'opération de calcination en vue de garantir l'exactitude des estimations d'émissions. Si de telles données ne sont pas disponibles, il faut utiliser les valeurs par défaut de l'annexe D (tableau D.7) pour résoudre l'équation.

15 Source : Gouvernement du Québec et Association de l'Aluminium du Canada, 2002.

3.4.3.5 *Émissions de SF_6 provenant de l'utilisation comme gaz de couverture*

Pour certaines applications spécialisées, on peut utiliser de l'hexafluorure de soufre (SF_6) comme gaz de couverture dans les fonderies d'aluminium. La recherche a laissé entrevoir que le SF_6 est principalement non réactif processus. Si on se sert de SF_6, les émissions seront calculées à partir de la quantité de SF_6 consommée :

$$\text{Émissions}_{SF_6} = \text{Consommation}_{SF_6}$$

La consommation de SF_6 peut être déterminée par :

- la différence de poids des bombonnes de gaz (utilisé à cette fin), telle que mesurée;
- la comptabilisation des achats livrés et des ajustements d'inventaire de SF_6 utilisé à cette fin; ou
- la mesure du débit au point d'utilisation.

Les deux premières méthodes basées sur le poids sont généralement plus exactes. Lorsqu'on utilise des poids mesurés pour établir les quantités de SF_6 utilisées sur place, il est important de rendre compte de toute quantité de gaz laissée au fond des bombonnes renvoyées au fournisseur. Si on comptabilise les données relatives à la livraison sur une période d'un an, les inventaires de début et de fin d'année doivent être pris en considération (GIEC, 2000).

3.4.3.6 *Émissions de SF_6 résultant de l'usage de matériel électrique*

Le SF_6 est également utilisé pour l'isolation électrique, le refroidissement de l'arc et les interrupteurs de courant, dans le domaine de la transmission et de la distribution d'électricité. La plus grande partie du SF_6 utilisé à cette fin se trouve dans les appareils de commutation et les disjoncteurs isolés au gaz (GIEC, 2000). L'installation peut disposer d'appareils électriques tels que des sous-stations ou des transformateurs d'alimentation installés sur place et fonctionnant à base de SF_6 et des émissions peuvent résulter de pertes du système en service ou pendant l'entretien.

Si de telles activités produisent du SF_6 à l'installation, les émissions sont calculées à partir de la quantité de SF_6 consommée par suite de l'utilisation de l'équipement.

$$\text{Émissions}_{SF_6} = \text{Consommation}_{SF_6}$$

La consommation des SF_6 peut être déterminée :

- en mesurant la différence de poids des bombonnes de gaz avant et après la recharge de l'équipement électrique effectuée en cours d'entretien; ou;
- en comptabilisant les produits livrés et les fluctuations des inventaires du SF_6 utilisé à cette fin.

La première méthode est tenue pour produire les estimations les plus précises et si le SF_6 est récupéré à même l'équipement avant l'entretien et réinjecté après l'entretien, il est important que la quantité retirée ne soit pas comptabilisée dans l'estimation. Lorsqu'on utilise des poids mesurés pour établir les quantités de SF_6 utilisées à cette fin, il est important de rendre compte de toute quantité de gaz laissée au fond des bombonnes renvoyées au fournisseur. Si on comptabilise les données relatives à la livraison sur une période d'un an, les inventaires de début et de fin d'année doivent être pris en considération (GIEC, 2000).

3.4.3.7 *Émissions résultant de l'utilisation de HFC dans les systèmes de réfrigération et de refroidissement*

Les hydrofluorocarbures ou HFC sont généralement utilisés dans les appareils de réfrigération et les conditionneurs d'air. Les émissions de HFC sur les lieux de l'installation peuvent résulter de fuites accidentelles ou de pertes lors du fonctionnement des systèmes. Pour calculer ces émissions, on peut utiliser l'équation de base suivante :

$$Q_{\text{fonctionnement, t}} = Q_{\text{consommation, t}}$$

où : $Q_{\text{fonctionnement, t}}$ = quantité de HFC émise pendant le fonctionnement du système pour l'année t;
$Q_{\text{consommation, t}}$ = quantité de HFC consommée pendant le fonctionnement du système pour l'année t.

La quantité de HFC consommée au cours d'une année donnée peut être déterminée directement en compilant les données de l'installation sur la quantité de HFC réintroduite dans chaque système au cours de l'entretien annuel (pour tenir compte des fuites du système). Le type de HFC utilisé par chaque appareil devrait être documenté séparément, tout comme la quantité consommée, pour chaque type de HFC.

Si les données de l'installation sur la quantité réelle des HFC réinjectés dans le système ne sont pas disponibles, ces quantités peuvent être estimées en utilisant l'équation suivante, basée sur les taux de fuite annuels par défaut :

$$Q_{\text{fonctionnement, t}} = Q_{\text{stock, t}} \times TF$$

où : $Q_{\text{stock, t}}$ = quantité de HFC stockée dans le système pour l'année t;
TF = taux de fuite annuel en pourcentage de la quantité totale de HFC dans les stocks.

Les fournisseurs d'équipement devraient être en mesure de fournir des renseignements sur la quantité de HFC introduite dans le système à l'origine. Les taux de fuite par défaut pour les catégories générales d'appareils qui utilisent des HFC sont fournis au tableau D.8 de l'annexe D.

3.5 Qualité de l'inventaire et amélioration méthodologique

Lorsqu'on compile les estimations d'émission annuelles pour une installation, il faut tenir compte d'éléments clés tels que la gestion de la qualité de l'inventaire et l'amélioration de la méthode d'estimation en général. En ce qui concerne la gestion de la qualité de l'inventaire, il peut s'avérer utile d'établir des priorités lorsqu'on prépare les estimations et lorsqu'on procède aux activités d'AQ/CQ. Ceci permet de mettre l'accent sur l'exactitude des estimations et sur la réduction du degré d'incertitude. Pour y parvenir, il faut évaluer les principales sources clés d'émissions.

L'évaluation des sources clés permettra d'établir des catégories de sources. Au sens des Lignes directrices du GIEC (GIEC, 1997), une *catégorie de sources clé* est « une catégorie à laquelle on a accordé la priorité au sein du système d'inventaire national parce que son estimation exerce une influence significative sur l'ensemble de l'inventaire national des gaz à effet de serre directs, pour ce qui est du niveau absolu des émissions, de leurs tendances ou des deux ». Une définition similaire peut être appliquée à l'installation, une catégorie de sources clé étant une catégorie placée en tête des priorités au sein du système d'inventaire de l'installation. Les catégories de sources clés pour l'installation devraient faire l'objet d'une attention supplémentaire, notamment à l'endroit des méthodes utilisées pour estimer les émissions et des procédures d'AQ/CQ appliquées.

Le principe des sources clés a été incorporé aux outils décisionnels proposés aux responsables de l'inventaire dans les précédentes sections (voir les figures 1-4). Il est important que les responsables des inventaires sachent qu'on ne s'attend pas à ce qu'une installation soit en mesure de réaliser une évaluation de ses sources clés avant d'avoir compilé un inventaire annuel de ses émissions de GES pendant une période d'au moins trois à cinq ans. Il serait alors utile, pour l'installation, de procéder à une telle évaluation si les estimations des émissions de son inventaire ou de ses données doivent être améliorées.

Les méthodes envisagées ici pour la réalisation d'une évaluation des sources clés est compatible avec la méthode de premier niveau décrite dans le Guide des bonnes pratiques du GIEC (GIEC, 2000). Pour déterminer les catégories de sources clés, une méthode quantitative et qualitative devrait être utilisée. Voici la liste des principaux points dont il faut tenir compte dans cette analyse :

- Les catégories de sources décrites précédemment pour une installation donnée devraient être scindées jusqu'à un niveau de détail correspondant aux CE. Pour la combustion, ce niveau sera vraisemblablement celui des principaux types de combustible, mais cela pourrait aller jusqu'au niveau de la chaudière ou le moyen de transport, par exemple. Pour les émissions des procédés industriels, on pourrait tenir compte des activités particulières des divers procédés.
- L'analyse devrait être effectuée en formulant les émissions en unités d'équivalent CO_2, conformément aux indices courants du potentiel de réchauffement planétaire.[16]
- L'analyse devrait être menée à bien pour chaque GES émis par catégorie de sources (les méthodes, les CE et les incertitudes sont différents pour chaque gaz).
- Les catégories de sources qui, à partir d'hypothèses communes, se servent des mêmes CE devraient être regroupées avant l'analyse.

3.5.1 Méthode quantitative

La méthode quantitative s'appuie sur deux méthodes distinctes pour déterminer les catégories de sources clés : une évaluation du niveau et une évaluation des tendances. L'évaluation du niveau permet d'analyser la contribution de chaque source aux émissions totales de l'installation. L'évaluation des tendances permet d'analyser la tendance de la contribution des émissions de chaque source pour déterminer où les plus importants changements absolus (augmentations ou réductions) ont eu lieu au cours d'un laps de temps donné. Un seuil de contribution cumulatif permet ensuite de trouver les catégories de sources qui sont des catégories de sources clés. Le Guide des bonnes pratiques (GIEC, 2000) laisse entendre qu'un seuil de 95 % correspond au niveau requis pour que les catégories de sources clés couvrent 90 % des incertitudes de l'inventaire. Le seuil des émissions cumulatives de 95 % doit servir à l'évaluation des niveaux et à l'évaluation des tendances. Le responsable de l'inventaire devrait consulter l'annexe 1 du rapport *Inventaire canadien des gaz à effet de serre 1990 – 2001* (Olsen et al., 2003) pour voir comment se fait l'évaluation des sources clés à l'échelle nationale.

3.5.1.1 Évaluation du niveau

Pour calculer la contribution du niveau de chaque catégorie de sources au niveau total de l'inventaire, il faut se servir de l'équation suivante :

16 Les indices du Potentiel de réchauffement planétaire recommandés sont ceux qui sont extraits du deuxième rapport d'évaluation du GIEC (GIEC, 1995) puisqu'il s'agit de ceux qui sont actuellement utilisés pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre en plus d'être ceux dont l'usage est recommandé au cours de la première période d'engagement du Protocole de Kyoto. Ces indices du PRP sont fournis à l'annexe H.

$$L_{x,t} = \frac{E_{x,t}}{E_t}$$

où : $L_{x,t}$ = évaluation du niveau pour la source x et l'année t;
$E_{x,t}$ = estimation des émissions (en équivalent CO_2) pour la catégorie de sources x et l'année t;
E_t = estimation totale de l'inventaire (en équivalent CO_2) pour l'année t.

Il faut déterminer puis classer par ordre descendant la contribution proportionnelle de chaque catégorie de sources au niveau d'émission. Un total cumulatif est ensuite calculé. Les catégories de sources clés sont celles qui, lorsqu'on les additionne en ordre décroissant de grandeur, représentent plus de 95 % de l'estimation totale des émissions.

Une analyse effectuée à l'aide d'un tableur, est recommandée pour cette évaluation. Le tableau E.1 de l'annexe E présente un modèle de tableur qui peut être utilisé pour l'évaluation du niveau.

3.5.1.2 *Évaluation de la tendance*

Pour calculer la contribution de la tendance de chaque catégorie de sources à la tendance de l'ensemble de l'inventaire, il faut se servir de l'équation suivante :

$$T_{x,t} = L_{x,t} \times [\{\frac{E_{x,t} - E_{x,0}}{E_{x,t}}\} - \{\frac{E_t - E_0}{E_t}\}]$$

où : $T_{x,t}$ = la contribution de la tendance de la catégorie de sources à la tendance de la totalité de l'inventaire, appelée. Évaluation de la tendance. L'évaluation de la tendance est établie en valeur absolue : toute valeur négative est enregistrée comme la valeur positive équivalente;
$L_{x,t}$ = l'évaluation du niveau pour la source x et l'année t (dérivée de l'équation précédente);
$E_{x,t}$ et $E_{x,0}$ = les estimations d'émissions des catégories de sources x pour les années t et 0, respectivement;
E_t et E_0 = les estimations totales de l'inventaire pour les années t et 0 respectivement.

Les tendances de la catégorie de sources représentent l'évolution des émissions de la catégorie de sources dans le temps calculée en soustrayant l'estimation de l'année de référence (année 0) pour la catégorie de sources x de l'estimation de l'année courante (année t) et en divisant ce résultat par l'estimation de l'année courante. La tendance totale, qui représente l'évolution de l'ensemble des émissions de l'inventaire dans le temps, est calculée de la même manière. L'évaluation de la tendance permettra d'identifier les catégories de sources dont la courbe s'éloigne de celle de l'ensemble de l'inventaire.

On procède ici au même genre de calculs que pour l'évaluation du niveau. Les contributions en pourcentage des catégories de sources à la tendance totale ont été calculées et répertoriées en ordre décroissant de grandeur avant qu'un total cumulatif soit calculé. Lorsque les contributions d'une catégorie de sources fournissent au moins 95 % du total cumulatif des contributions, les sources sont considérées comme faisant partie de la catégorie des sources clés. Le tableau E.2 de l'annexe E présente un tableur modèle qui peut être utilisé pour l'évaluation des tendances.

3.5.2 Méthode qualitative

Une méthode qualitative utilise des critères subjectifs pour déterminer les catégories de sources clés qui ne peuvent pas être classées en ordre de priorité à l'aide de méthode quantitative. Le Guide des bonnes pratiques (GIEC, 2000) préconise l'application des critères suivants :

- *Techniques et technologies palliatives* — il faut repérer les catégories de sources dont les émissions ont été réduites de façon notable grâce à l'adoption de techniques ou de technologies palliatives.
- *Prévisions de forte croissance* — il faut repérer les catégories de sources dont les émissions devraient s'accroître de façon notable à l'avenir.
- *Haut degré d'incertitude* — il faut repérer les catégories de sources dont les émissions sont les plus incertaines.
- *Niveau d'émission anormalement bas ou élevé* — il faut faire des vérifications de l'ordre de grandeur pour trouver les erreurs de calcul et les écarts.

Ces critères devraient être appliqués aux catégories de sources de toute installation et les catégories établies à l'aide de l'analyse qualitative devraient être documentées. Pour ce qui est des catégories de sources clés, il convient de déclarer toutes les sources d'information qui ont alimenté les observations finales.

L'analyse des sources clés, qui s'inscrit dans la perspective de gérer la qualité de l'inventaire, devrait donner priorité aux sources d'émissions dont la méthodologie laisse à désirer. Pour ce qui est des méthodes d'estimation des émissions de la combustion fixes présentées dans ce guide, on s'attend à ce que la précision des estimations s'améliore de manière ordinale tel qu'indiqué ci-dessous :

Méthode détaillée basée sur les combustibles < méthode détaillée basée sur les sources

En ce qui concerne les méthodes d'estimation des émissions de la combustion mobile et des émissions liées aux procédés industriels, on s'attend à ce que la relation générale suivante permette d'établir le niveau d'exactitude:

Méthodologie faisant appel à des données par défaut ou génériques < Méthodologie utilisant des données propres à l'installation

Cela signifie que si une source clé est retenue pour une estimation produite à partir de la méthode détaillée basée sur les combustibles, les responsables de l'inventaire devraient établir un plan qui permet d'améliorer la méthodologie en révisant de telles estimations à l'aide de la méthode détaillée basée sur les sources. De la même façon, si l'estimation des émissions d'une source clé liée à la combustion mobile ou aux procédés industriels qui a été dérivée à partir de données par défaut, cette estimation d'émission devrait être révisée lorsqu'on utilise des données propres à l'installation ou des techniques de surveillance directe des émissions pour certaines sources d'émission ou certains types de GES.

Section 4: Évaluation de l'incertitude

L'évaluation de l'incertitude est un élément essentiel d'un inventaire d'émissions de GES puisqu'elle détermine le degré d'incertitude servant à caractériser les estimations d'émissions et contribue à la gestion de la qualité de l'inventaire des émissions. L'évaluation peut contribuer au classement, par ordre de priorité, des initiatives visant à améliorer l'exactitude de l'inventaire des émissions et à encadrer la sélection des méthodologies.

Différentes catégories d'incertitude[17] sont associées aux émissions de GES et le niveau de complexité des procédures d'évaluation peut varier considérablement. On mettra l'accent ici sur l'incertitude des estimations quantitatives des émissions de GES et plus particulièrement sur l'incertitude liée aux paramètres[18]. L'incertitude des paramètres renvoie à l'incertitude associée à la quantification des paramètres (p. ex., les données sur les activités, les CE, d'autres paramètres) utilisés comme intrants dans les modèles ou les méthodes d'estimation (WRI/WBCSD, 2003).

En ce qui concerne les méthodes d'estimation examinées dans le cadre du présent guide, on peut citer, parmi les sources possibles d'incertitude des paramètres :

- les données sur les activités — l'incertitude affectant la pertinence, l'exactitude ou l'exhaustivité des activités;
- les coefficients d'émission — l'utilisation de représentations simplifiées comportant des valeurs pondérées ou une application des coefficients d'émission qui n'est pas représentative des procédés ou des conditions de fonctionnement de l'installation;
- l'échantillonnage, à l'aide d'instruments mal étalonnés, des émissions que l'on veut mesurer; et
- utilisation des ensembles de données qui ne sont pas pleinement représentatifs des activités de l'installation.

L'évaluation de l'incertitude devrait être basée sur les estimations d'émissions élaborées pour une installation donnée. Il faut quantifier d'abord le champ d'incertitude associé à chaque source d'incertitude (les données sur les activités, les coefficients d'émission ou d'autres paramètres). L'incertitude peut être évaluée à l'aide d'analyses statistiques (si des ensembles appropriés de données d'échantillonnage sont disponibles), des évaluations de la précision des instruments de mesure ou la consultation d'experts qui peuvent estimer l'intervalle de variation de l'incertitude des données utilisées (WRI/WBCSD, 2003).

Si on fait appel à des analyses statistiques classiques, les Lignes directrices du GIEC (GIEC, 1997) recommandent un intervalle de confiance de 95 % pour la définition de l'intervalle de variation de l'incertitude.

---

17 On peut citer parmi les grandes catégories d'incertitude, l'incertitude *scientifique* et l'incertitude des *estimations*, la première se manifestant lorsque la connaissance actuelle des processus d'émission ou d'absorption n'est pas suffisante et la deuxième chaque fois que les émissions de GES sont quantifiées (WRI/WBCSD, 2003).

18 Un second type d'incertitude s'applique aux *modèles*. Il renvoie à l'incertitude associée aux modèles mathématiques servant à caractériser les relations entre divers paramètres et processus d'émission (WRI/WBCSD, 2003). Si de tels modèles sont utilisés pour estimer certaines des émissions d'une installation, il peut s'avérer indispensable d'évaluer l'incertitude associée à ces modèles en faisant appel à des spécialistes en sciences ou en génie qui connaissent bien les modèles en question.

L'établissement des intervalles de variation de l'incertitude résulte souvent d'un jugement d'expert. Lorsqu'on sollicite ce genre de jugement, il est important de reconnaître que :

- l'expert doit tenir compte des données disponibles;
- l'expert doit avoir une connaissance spéciale ou une expérience particulière de la quantité évaluée;
- le jugement de l'expert doit être étayé et expliqué de manière suffisamment claire; et
- le jugement de l'expert doit être corroboré par d'autres sources (soit d'autres experts ou des sources indépendantes) pour éviter ou minimiser les préjugés qui peuvent entacher ce jugement.

Si les CE nationaux sont utilisés pour estimer les émissions, on peut se servir des incertitudes répertoriées au tableau F.2 de l'annexe F.[19] On estime que ceux-ci représentent l'incertitude maximale associée aux coefficients d'émission nationaux. En ce qui a trait aux estimations d'émissions reposant sur les CE de l'ouvrage AP-42, une évaluation de l'incertitude quantitative de ces estimations ne peut pas être effectuée puisque les CE du document AP-42 reposent sur des données qualitatives (U.S. EPA, 1995).[20] Dans ce cas, il faudrait recourir à une évaluation qualitative de l'incertitude pour estimer les émissions. En ce qui concerne les autres paramètres par défaut présentés dans les annexes, les intervalles d'incertitude n'étaient pas disponibles dans les sources bibliographiques consultées.

Si on veut calculer un niveau général d'incertitude pour les estimations d'émissions de chaque catégorie de sources, on peut combiner les incertitudes des paramètres déterminés ci-dessus pour chaque source d'incertitude associée aux estimations d'émissions en utilisant la méthode de la somme des carrés.[21] Cette méthode n'est valide que si les degrés d'incertitude ont une distribution normale; elles n'ont aucune covariance significative et les incertitudes individuelles sont de moins de 60 %.[22] L'équation suivante est utilisée pour calculer un pourcentage général d'incertitude des émissions :

$$c = \pm \sqrt{a^2 + b^2}$$

où: c = incertitude générale en pourcentage;
a = incertitude en pourcentage associée au paramètre A (p. ex., coefficients d'émission;
b = incertitude en pourcentage associée au paramètre B (p. ex., données sur l'activité)).

Il est important de comprendre que l'incertitude est fortement accentuée par la multiplication, ce qui signifie que les estimations d'émissions produites seront moins certaines que leur élément le moins

19 Ces incertitudes sont en fait les incertitudes globales qui dérivent des estimations d'émissions de GES de portée nationale préparées pour l'Inventaire de 1990. Ces incertitudes sont appliquées à l'élément CE puisqu'on peut s'attendre à ce que le coefficient d'émission soit la plus grande source de contribution à l'incertitude générale des estimations des émissions résultant de la consommation des combustibles. Le degré d'incertitude associé aux données de portée nationale relatives aux activités énergétiques qui sont utilisées est considéré comme relativement bas en comparaison. Il faudra s'efforcer à l'avenir d'obtenir des intervalles de variation de l'incertitude mis à jour pour l'inventaire national.

20 Les CE du document AP-42 ont reçu une cote allant de A à E, A étant la meilleure cote. Cette évaluation n'est qu'une indication générale de la précision des CE. Lorsqu'on passe des coefficients d'émission pour la moyenne des combustibles aux coefficients d'émission pour la moyenne des technologies, il est plus difficile d'établir des incertitudes quantitatives pour un large éventail de technologies en se basant sur un petit nombre de mesures. Pour ce motif, les incertitudes qualitatives sont jugées plus appropriées.

21 Lorsque l'estimation de certaines émissions fait appel à plus de deux paramètres ou s'il existe une covariance (les paramètres sont interdépendants), le recours au modèle Monte Carlo est préférable si les ressources voulues sont disponibles.

22 Si la condition de 60 % n'est pas respectée, les valeurs limites doivent être combinées pour produire un intervalle d'ensemble qui induit à des valeurs limites supérieures et inférieures asymétriques par rapport à l'estimation centrale.

certain (p. ex., le CE ou les données sur les activités). Cette règle s'applique aussi lorsqu'on combine les estimations qualitatives de l'incertitude.[23]

Une fois que les degrés d'incertitude des catégories de sources des émissions ont été déterminés, ils peuvent être combinés pour fournir une estimation de l'incertitude de l'ensemble des estimations d'émissions calculées pour l'installation. Cette incertitude d'ensemble pour le total des estimations d'émissions de toutes les catégories de sources est calculée par type de GES (CO_2, CH_4, N_2O, HPF, HFC ou SF_6).

L'incertitude générale peut être calculée à l'aide de l'équation suivante qui représente une méthode moyenne pondérée :

$$e = \pm \frac{\sqrt{\sum C_i^2 \cdot c_i^2}}{E}$$

où : e = pourcentage global d'incertitude pour l'estimation E;
E = estimation du total des GES de toutes les catégories de sources (E = somme de [C_i]);
C_i = estimation des GES de la catégorie de sources i;
c_i = pourcentage général d'incertitude pour l'estimation des GES de la catégorie de sources i.

Le tableau F.1 à l'annexe F fournit un modèle de tableur qui peut être utilisé pour déclarer les résultats de l'évaluation de l'incertitude.

23 L'incertitude globale doit, dans le cadre du calcul, être équivalente ou supérieure (le plus incertain) à l'élément le moins certain (p. ex., si l'élément le moins certain est le CE au sens de l'AP-42 (cote D), il s'ensuit que l'incertitude globale doit être cotée D ou E).

Section 5: Assurance de la qualité et contrôle de la qualité

5.1 Procédures d'assurance et de contrôle de la qualité

Lors de la préparation des estimations d'émissions de l'installation, il est important de tenir compte des éléments d'assurance et de contrôle de la qualité (AQ/CQ).[24] Il faut identifier les procédures de base d'AQ et de CQ considérées comme appropriées pour que les données servant aux estimations d'émissions soient complètes et d'une qualité suffisante, que la documentation soit transparente et que les méthodologies d'estimation soient appliquées correctement. L'application uniforme de ces procédures d'AQ/CQ permettra aux intéressés d'être plus convaincus de l'exactitude des mesures et des calculs.

Le tableau suivant présente une liste d'éléments utilisables dans le cadre des procédures d'AQ/CQ appliquées à l'inventaire d'émissions. Il s'agit de généralités qui peuvent s'appliquer ou non. Il convient de documenter les procédures particulières d'AQ/CQ qui ont été appliquées pendant ou après la préparation des estimations d'émissions, pour l'installation en cause.

Tableau 1: Procédures d'AQ/CQ de niveau général [1]

Activité de CQ	Procédures
S'assurer que les hypothèses et les critères de sélection des données sur les activités et des coefficients d'émission sont bien documentés.	• Contre-vérifier les descriptions des données sur les activités et les coefficients d'émission par rapport aux renseignements sur les catégories de sources et veiller à ce que ces descriptions soient bien enregistrées et archivées.
Chercher les erreurs de transcription dans les données inscrites et les références.	• Veiller à ce que les renvois à la documentation scientifique soient bien cités dans la documentation interne. • Contre-vérifier un échantillon de données d'entrée pour chaque catégorie de sources (soit les mesures, soit les paramètres utilisés dans les calculs) afin d'y détecter les erreurs de transcription.
Vérifier si les émissions ont été bien calculées.	• Préparer un échantillon représentatif des calculs d'émissions. • S'assurer que les spécifications des fabricants applicables à l'utilisation, à l'étalonnage et à l'entretien des instruments ont été suivies dans le cadre des mesures directes. • S'assurer que les données sur la consommation ou la production, à l'échelle de l'usine, sont obtenues à partir de mesures standards nationales ou internationales.
Vérifier les données sur les activités, les coefficients d'émission et les autres paramètres utilisés pour calculer les émissions.	• Comparer les données sur la consommation des combustibles par source avec les données sur l'achat de ces combustibles. • Comparer les coefficients d'émission élaborés ou obtenus des fournisseurs de combustibles avec les coefficients d'émission nationaux ou par défaut. • Évaluer le CQ associé aux combustibles, aux émissions ou aux autres mesures et analyses de paramètre qui ont servi à élaborer les coefficients d'émission ou les estimations d'émissions.
S'assurer que les unités utilisées pour les valeurs des paramètres et des émissions sont bien enregistrées et que les coefficients de conversion appropriés ont été utilisés.	• S'assurer que les unités sont bien étiquetées dans les tableurs. • S'assurer les unités n'ont pas varié du début à la fin des calculs. • S'assurer que les coefficients de conversion sont corrects. • S'assurer que les coefficients d'ajustement temporel et spatial ont été utilisés convenablement.

24 Le *Contrôle de la qualité* peut être défini comme un système d'activités techniques de routine destinées à mesurer et à contrôler la qualité des estimations d'émissions en cours d'élaboration. Un système de CQ a pour objet : i) de prévoir des vérifications de routine régulières pour garantir l'intégrité, l'exactitude et l'exhaustivité des données; ii) de détecter et de résoudre les erreurs et les omissions; iii) de documenter et d'archiver les documents pertinents et les comptes rendus de toutes les activités de CQ. L'*assurance de la qualité* peut être définie comme un ensemble d'activités comprenant un système planifié d'examen des procédures réalisé par des membres du personnel qui ne participent pas directement au processus d'élaboration des estimations d'émissions (adapté du GIEC, 2000, chapitre 8).

Vérifier l'intégrité des fichiers de la base de données.	• Confirmer que les diverses étapes de traitement des données sont représentées correctement dans la base de données. • Confirmer que les relations entre les données sont représentées correctement dans la base de données. • S'assurer que les champs de données sont bien étiquetés et que les spécifications en matière de conception sont exactes. • S'assurer que la documentation de la base de données, de la structure et du fonctionnement des modèles est bien archivée.
Vérifier l'uniformité des données d'une catégorie de sources à l'autre.	• Trouver les paramètres (p. ex., les données sur les activités, les constantes) qui sont communs aux multiples catégories de sources et confirmer l'uniformité des valeurs utilisées pour ces paramètres dans le calcul des émissions.
S'assurer que le transfert des données d'inventaire d'une étape de traitement à l'autre est correct.	• S'assurer, lors de la préparation des sommaires, que les données sur les émissions sont regroupées correctement depuis les niveaux inférieurs jusqu'aux niveaux supérieurs de déclaration. • S'assurer que les données sur les émissions sont correctement transcrites dans les différents produits intermédiaires.
S'assurer que les incertitudes des émissions et des absorptions ont été estimées ou calculées correctement.	• S'assurer que la compétence des personnes qui offrent des avis d'expert dans le domaine de l'estimation de l'incertitude est adéquate. • S'assurer que la compétence, les hypothèses et les jugements d'experts sont enregistrés. • Vérifiez que le calcul des incertitudes soit complet et exact. • Si nécessaire, garder une copie du calcul des erreurs ou un modeste échantillon de la distribution des probabilités du modèle Monte Carlo.
Examiner la documentation interne.	• S'assurer qu'il existe une documentation interne détaillée à l'appui des estimations et qu'il existe des copies des estimations des émissions et de l'incertitude. • S'assurer que les données d'inventaire, les données d'appoint et les articles d'inventaire sont archivées et entreposées de manière à en faciliter l'examen détaillé. • Vérifier l'intégrité des dispositions d'archivage des données négociés avec des organismes externes participant à la préparation de l'inventaire.
Vérifier les changements de méthode et de données qui peuvent exiger de nouveaux calculs.	• Vérifier la stabilité dans le temps des données d'entrée des séries temporelles pour chaque catégorie de sources. • Vérifier l'uniformité des méthodes et des algorithmes utilisés pour les calculs tout au long des séries temporelles.
Procéder à des vérifications de l'exhaustivité.	• Confirmer que les estimations sont déclarées pour toutes les catégories de sources et pour toutes les années depuis l'année de référence jusqu'à la période d'inventaire actuelle. • Documenter les lacunes connues des données, qui compromettent l'intégrité de l'estimation des émissions des catégories de sources.
Comparer les estimations actuelles et passées.	• Pour chaque catégorie de sources, comparer les estimations de l'inventaire actuel aux estimations antérieures. S'il y a des fluctuations significatives ou des écarts par rapport aux tendances prévues, vérifiez à nouveau les estimations et expliquez les écarts.
Activités d'AQ	**Procédures**
Faire examiner par un expert les estimations d'émissions.	• Prendre les dispositions requises pour que des experts dans les domaines techniques pertinents procèdent à un examen de la documentation, des calculs et des hypothèses. Utiliser des personnes ressources qui n'ont pas participé à la préparation des estimations d'émissions.

[1] Adapté du Guide des bonnes pratiques et gestion de l'incertitude des inventaires nationaux de gaz à effet de serre (GIEC, 2000)

5.2 Gestion des données

Les activités de documentation et d'archivage internes sont des activités clés qui devraient être menées à bien dans le cadre des procédures générales de CQ. Toutes les informations qui ont servi à produire les estimations d'émissions pour l'installation en question devraient être documentées et archivées de manière à assurer la transparence des estimations et à permettre leur révision ou leur reproduction.[25] Ces activités comprennent généralement :

- les hypothèses et les critères de sélection des données sur les activités et des coefficients d'émission;

25 La période d'archivage recommandée est de sept ans. C'est la période pour laquelle on devrait tenir à jour les tableurs et les données d'appoint à des fins d'examen ultérieur. Cette période de temps est compatible avec les périodes fixées dans les systèmes de comptabilité financière.

- les coefficients d'émission utilisés, y compris les renvois aux sources des coefficients par défaut utilisés;
- les données sur les activités ou les renseignements qui permettent de rattacher les données sur les activités aux sources pertinentes;
- les renseignements sur l'incertitude associée aux données sur les activités et aux coefficients d'émission;
- la justification du choix des méthodes;
- les méthodes utilisées, y compris celles qui ont servi à l'estimation de l'incertitude;
- les changements apportés à la saisie des données ou aux méthodes par rapport aux années passées;
- l'identification des personnes offrant des expertises pour l'estimation de l'incertitude ainsi que leur compétence dans le domaine;
- la description détaillée des bases de données électroniques ou des logiciels utilisés pour produire les estimations d'émissions, y compris des renseignements sur les différentes versions, les manuels d'utilisation, les exigences en matière de matériel informatique et toute autre information requise pour assurer leur exploitation future;
- les tableurs électroniques et les calculs intérimaires pour l'estimation des émissions des catégories de sources et les estimations groupées de même que pour le recalcul des estimations antérieures;
- le rapport d'inventaire final et toute analyse de tendances des années antérieures;
- les plans d'AQ/CQ et les résultats des procédures d'AQ/CQ.

Voici quelques exemples de la documentation relative aux estimations des émissions des systèmes de combustion fixes et mobiles et des procédés industriels :

- les sources des données sur le combustible ou le carburant utilisé et des observations sur la façon de compléter cet ensemble de données;
- les sources des valeurs calorifiques qui ont pu être utilisées;
- les sources des coefficients d'émission ou des données utilisés pour élaborer des coefficients d'émission propres à l'installation, y compris des détails sur la méthodologie de la collecte des données (p. ex., SSCE, techniques d'échantillonnage des gaz de cheminée, procédures d'analyse en laboratoire, etc.);
- les sources des données de production annuelles par type de technologie, les données relatives à l'utilisation des matières premières, les fiches sur les procédés d'électrolyse, les analyses de la composition des matériaux, etc.; et
- l'échantillonnage, la méthode de mesure et les résultats des mesures applicables aux paramètres qui concernent les effets d'anode (p. ex., le voltage de déclenchement et d'arrêt, la fréquence de la tension de cuve, la durée en minutes de l'effet d'anode par pot, par jour, etc.) pour les émissions de HPF faisant l'objet de mesures directes, etc.

Il est de pratique courante de tenir à jour une telle documentation pour tout ensemble d'estimations d'émissions annuelles produites. En outre, il est important de tenir à jour et d'archiver cette documentation de telle sorte que toute estimation d'émissions puisse être pleinement justifiée et reproduite au besoin (GIEC, 2000).

Section 6 : Vérification

Pour compléter les procédures d'AQ/CQ adoptées, il faut procéder à une vérification des estimations d'émissions en demandant un audit par une tierce partie ou des vérifications ponctuelles périodiques. Si le mandat est confié à un vérificateur externe, il est important que ce dernier soit indépendant de l'installation ou de la société pour garantir une appréciation objective des données et des procédés évalués. Il faut également examiner les qualifications professionnelles du vérificateur et son expérience dans le domaine, compte tenu des divers types d'émissions. Parmi les vérifications ponctuelles périodiques on peut citer la vérification directe des émissions des catégories de sources (p. ex., les mesures périodiques prises lors d'essais de cheminée) et des comparaisons avec les estimations d'émissions calculées.

Il convient de faire la liste de toutes les démarches de vérification menées à bien et de les documenter en vue de vérifier les estimations d'émissions de l'installation, y compris les résultats de la vérification.

Section 7 : Déclaration des émissions

Au terme de la procédure de calcul des estimations d'émissions attribuables aux systèmes de combustion fixes et mobiles et aux procédés industriels, les résultats doivent être compilés dans un rapport sommaire semblable à celui qui est présenté au tableau G.1 de l'annexe G. Par souci d'exhaustivité, il faut intégrer les estimations totales à la masse des gaz et à celle des équivalents CO_2 pour tous les gaz à effet de serre émis par toutes les catégories de sources. Les tendances des estimations d'émissions devraient également être déclarées lorsqu'on compare les estimations d'une année d'inventaire à l'autre. Un format semblable à celui qui est présenté au tableau G.2 est recommandé à cette fin.

Divers modèles ont été proposés dans ce guide pour aider les lecteurs à élaborer leurs estimations. Tel que mentionné précédemment, il est important de garder des copies conformes de toutes les feuilles de travail utilisées pour calculer les émissions et d'enregistrer toute donnée et information pertinente. Le présent document contient la liste des renseignements qui doivent être enregistrés dans différents secteurs.

D'autres facteurs doivent être pris en considération dans le cadre de la déclaration des émissions :

- Les estimations des émissions de CO_2 provenant de la combustion des biocombustibles sont calculées et documentées à titre d'information, mais elles ne sont pas incluses dans les émissions totales de CO_2 (puisqu'elles sont comptabilisées dans les stocks de biomasse en vertu d'un guide séparé); toutefois, les émissions de CH_4 et de N_2O provenant de l'utilisation de biocombustibles doivent être déclarées et incluses dans les émissions totales de l'installation.
- Les estimations d'émissions de GES devraient être déclarées en unités quantitatives courantes. Le tableau G.1 utilise des gigagrammes (Gg)[26] puisqu'il s'agit de l'unité de mesure utilisée dans l'inventaire national pour respecter les lignes directrices internationales régissant la déclaration.
- La période d'estimation devrait être l'année civile.
- La méthodologie et les résultats des évaluations de l'incertitude, les procédures d'AQ/CQ et toute procédure de vérification devraient être documentés de manière claire et transparente.
- Les émissions devraient être déclarées à un niveau suffisamment détaillé pour garantir la transparence. Il faut fournir des justifications pour les secteurs où les données ont été regroupées ou omises à des fins de confidentialité.
- Au terme de l'évaluation d'une source clé, les résultats de la démarche devraient être documentés.
- Tout changement de méthodologie adopté depuis le dernier inventaire et l'incidence de ce changement sur le chiffre absolu des émissions et sur les tendances dans des domaines particuliers devraient être documentés.
- Il est important de documenter les principales activités contribuant aux fluctuations des émissions et d'expliquer pourquoi ces augmentations et diminutions se sont produites.

26 Un gigagramme = 1 kilotonne (ou 1 000 tonnes métriques)

Section 8 : Annexes

Annexe A : Échantillons des tableurs et des valeurs par défaut pour l'utilisation dans la méthode détaillée basée sur les combustibles

La présente annexe présente des échantillons de données, des tableurs et des valeurs implicites pour divers paramètres à utiliser dans le cadre de la méthode détaillée basée sur les combustibles (Section 3.4.1.1) en vue d'estimer les émissions des systèmes de combustion fixes. Les coefficients d'émission (CE) présentés aux tableaux A.4 à A.8 sont, sauf indication contraire, les coefficients nationaux utilisés pour la préparation de l'Inventaire national des GES. Les valeurs implicites du pouvoir calorifique supérieur sont fournies au tableau A.9 au cas où il serait nécessaire de convertir les unités énergétiques en unités physiques (p. ex., masse, volume).

Tableau A.1 : Méthode détaillée basée sur les combustibles – combustion fixe
Saisie des données et calculs pour les émissions de CO_2

Catégories de sources [a]	Type de combustible consommé [b]	(1) Quantité de combustible consommé (Unités d'origine)	(2) Coefficient d'émission [c] du CO_2 (g / unités d'origine)	(3) Émissions [d] de CO_2 (g)	(4) Émissions [e] de CO_2 (Gg)
1. _____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
....	....	....	....	....	....
2. _____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
....	....	....	....	....	....
3. _____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
....	....	....	....	....	....
4. _____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
....	....	....	....	....	....
TOTAL [f]		somme		somme	somme
À titre d'information seulement:					
Biocombustibles					
(i) _____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
(ii) _____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
....	....	....	....	....	....
		somme		somme	somme

Notes explicatives :

(a) Dressez la liste des catégories utilisées à la Section 2.3 pour les sources de combustion (il peut s'agir, notamment, de catégones de combustible, de techniques de combustion, de la finalité première de la combustion).

(b) Précisez le(s) type(s) de combustible consommé pour chaque catégone de sources.

(c) Il faut fournir des détails sur toute conversion des coefficients d'émission.

(d) Les émissions de CO_2 seront calculées à partir de l'équation proposée à la Section 3.4.1.1.

(e) Déclarez les émissions de CO_2 en gigagrammes.

(f) Le total ne doit pas comprendre le sous-total des biocombustibles (les sous-totaux, pour la biomasse, sont fournis à titre de référence seulement.

Tableau A.2 : Méthode détaillée basée sur les combustibles – combustion fixe Saisie des données et calculs pour les émissions de CH_4

Catégories de sources [a]	Type de combustible consommé [b]	(1) Quantité de combustible consommé (Unités d'origine)	(2) Coefficient d'émission [c] du CH_4 (g / Unités d'origine)	(3) Émissions [d] de CH_4 (g)	(4) Émissions [e] de CH_4 (Gg)
1. _____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
....	....	....	....	....	....
2. _____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
....	....	....	....	....	....
3. _____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
....	....	....	....	....	....
4. _____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
....	....	....	....	....	....
TOTAL		somme		somme	somme

Notes explicatives :

(a) Dressez la liste des catégories utilisées à la Section 2.3 pour les sources de combustion (il peut s'agir, notamment, de catégories de combustible, de techniques de combustion, de la finalité première de la combustion).

(b) Précisez le(s) type(s) de combustible consommé pour chaque catégorie de sources.

(c) Il faut fournir des détails sur toute conversion des coefficients d'émission.

(d) Les émissions de CH_4 seront calculées à partir de l'équation proposée à la Section 3.4.1.1.

(e) Déclarez les émissions de CH_4 en gigagrammes.

Tableau A.3 : Méthode détaillée basée sur les combustibles – combustion fixe Saisie des données et calculs pour les émissions de N_2O

Catégories de sources [a]	Type de combustible consommé [b]	(1) Quantité de combustible consommé (Unités d'origine)	(2) Coefficient d'émission [c] du N_2O (g / Unités d'origine)	(3) Émissions [d] de N_2O (g)	(4) Émissions [e] de N_2O (Gg)
1. _____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
....	....	....	....	....	....
2. _____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
....	....	....	....	....	....
3. _____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
....	....	....	....	....	....
4. _____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
....	....	....	....	....	....
TOTAL		somme		somme	somme

Notes explicatives :

(a) Dressez la liste des catégories utilisées à la Section 2.3 pour les sources de combustion (il peut s'agir, notamment, de catégories de combustible, de techniques de combustion, de la finalité première de la combustion).

(b) Précisez le(s) type(s) de combustible consommé pour chaque catégorie de sources.

(c) Il faut fournir des détails sur toute conversion des coefficients d'émission.

(d) Les émissions de N_2O seront calculées à partir de l'équation proposée à la Section 3.4.1.1.

(e) Déclarez les émissions de N_2O en gigagrammes.

Tableau A.4 : Produits raffinés du pétrole — Coefficients d'émission

	Coefficient d'émission			Technologie représentative [a] (pour les CE du CH_4 et du N_2O seulement)	
	CO_2	CH_4	N_2O	CH_4	N_2O
	(g/L)	(g/L)	(g/L)		
Pétrole léger (distillat)					
Chaudière de centrale électrique	2830[1]	0,18[2]	0,031[2]	Turbine de centrale électrique	Chaudière alimentée au distillat
Chaudière industrielle	2830[1]	0,006[2]	0,031[2]	Chaudière industrielle standard	Comme le CH_4
Consommation du producteur[b]	2830[1]	0,006[2]	0,031[2]	Chaudière industrielle standard	Comme le CH_4
Chaudière domestique, etc.	2830[1]	0,026[2]	0,006[2]	Chauffage domestique (p. ex., chaudière, fournaise, chauffe-eau)	Comme le CH_4
Autres modes de combustion (modeste)[c]	2830[1]	0,026[2]	0,031[2]	Chaudière commerciale standard	Chaudière de centrale électrique et chaudière industrielle
	(g/L)	(g/L)	(g/L)		
Pétrole lourd (résiduaire)					
Chaudière de centrale électrique	3090[1]	0,034[2]	0,064[2]	Chaudière de centrale électrique	Comme le CH_4
Chaudière industrielle	3090[1]	0,12[2]	0,064[2]	Chaudière industrielle standard	Comme le CH_4
Consommation du producteur[b]	3090[1]	0,12[2]	0,064[2]	Chaudière industrielle standard	Comme le CH_4
Chaudière domestique, etc.[d]	3090[1]	0,057[2]	0,064[2]	Chaudières commerciale et domestique standard	Chaudière de centrale électrique et chaudière industrielle
	(g/L)	(g/L)	(g/L)		
Kérosène					
Chaudière de centrale électrique	2550[1]	0,006[2]	0,031[2]	Turbine de centrale électrique	Chaudière alimentée au distillat
Chaudière industrielle	2550[1]	0,006[2]	0,031[2]	Chaudière industrielle standard	Comme le CH_4
Consommation du producteur[b]	2550[1]	0,006[2]	0,031[2]	Chaudière industrielle standard	Comme le CH_4
Chaudière domestique, etc.[d]	2550[1]	0,026[2]	0,006[2]	Chauffage domestique (p. ex., chaudière, fournaise, chauffe-eau)	Comme le CH_4
Autres modes de combustion (modeste)[c]	2550[1]	0,026[2]	0,031[2]	Chaudière commerciale standard	Chaudière de centrale électrique et chaudière industrielle
	(g/L)	(g/L)	(g/L)		
Diesel					
Chaudière de centrale électrique	2730[1]	0,133[2]	0,4[2]	Moteur diesel alternatif	-
Consommation du producteur[b]	2730[1]	0,133[2]	0,4[2]	Moteur diesel alternatif	-
	(g/L)	(g/L)	(g/L)		
Coke bitumineux					
Coke bitumineux – Autres	4200[3]	0,12[2]	0,064[2]	Chaudière industrielle standard	Comme le CH_4
Consommation du producteur[b]	4200[3]	0,12[2]	0,064[2]	Chaudière industrielle standard	Comme le CH_4
Coke du craqueur catalytique	3800[3]	0,12[2]	0,064[2]	Chaudière industrielle standard	Comme le CH_4
	(g/m³)	(g/m³)	(g/m³)		
Gaz inerte	2000[1]	0,037[2]	0,002[2]	Chaudière industrielle standard	Toutes les chaudières

Notes explicatives :

(a) Les CE nationaux du CH_4 et du N_2O sont fondés sur la technique (ou les techniques) de combustion typique ou représentative répertoriée pour chaque CE.

(b) Consommation du producteur – comprend la consommation des producteurs de pétrole et de gaz

(c) Sous la rubrique « Autres modes de combustion (modeste) – on trouve les sous-secteurs du commerce et de la petite entreprise (p. ex., la foresterie, la construction, l'agriculture, l'administration publique et d'autres activités commerciales et institutionnelles).

(d) Chaudière domestique, etc. – comprend les sous-secteurs commercial et résidentiel et la petite entreprise (p. ex., la foresterie, la construction, l'agriculture, le chauffage des résidences, l'administration publique et d'autres activités commerciales et institutionnelles).

Sources :

(1) Jaques, A., *Estimation des émissions de gaz provoquant l'effet de serre au Canada en 1990*, Protection de l'environnement, Conservation et protection, Environnement Canada, SPE 5/AP/4, décembre 1992.

(2) SGA Energy Limited, *Emission Factors and Uncertainties for CH_4 & N_2O from Fuel Combustion*, août 2000.

(3) Nyboer, J., Communication personnelle avec P. Boileau, Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, janvier 1996.

Tableau A.5 : Charbon et produits du charbon – Coefficients d'émission du CO_2

Province/Charbon	Coefficients d'émission 1990–1994 (g/kg)	Coefficients d'émission 1995–2000 (g/kg)	Province/Charbon	Coefficients d'émission 1990–1994 (g/kg)	Coefficients d'émission 1995–2000 (g/kg)
Nouvelle-Écosse			**Manitoba**		
Bitumineux canadien	2300[1]	2249[2]	Bitumineux canadien	2520[1]	2252[2]
Bitumineux américain	2330[1]	2288[2]	Sous-bitumineux[a]	2520[1]	1733[2]
			Lignite	1520[1]	1424[2]
Nouveau-Brunswick					
Bitumineux canadien	2230[1]	1996[2]	**Saskatchewan**		
Bitumineux américain	2500[1]	2311[2]	Lignite	1340[1]	1427[2]
Québec			**Alberta**		
Bitumineux américain	2500[1]	2343[2]	Bitumineux canadien	1700[1]	1852[2]
Anthracite	2390[1]	2390[1]	Sous-bitumineux[a]	1740[1]	1765[2]
			Anthracite	2390[1]	2390[1]
Ontario					
Bitumineux canadien	2520[1]	2254[2]	**Colombie-Britannique**		
Bitumineux américain	2500[1]	2432[2]	Bitumineux canadien	1700[1]	2072[2]
Sous-bitumineux[a]	2520[1]	1733[2]			
Lignite	1490[1]	1476[2]			
Anthracite	2390[1]	2390[1]			
Toutes les provinces					
	(g/kg)	(g/kg)			
Coke métallurgique	3100[3]	3100[3]			
	(g/m^3)	(g/m^3)			
Gaz de four à coke	1600[1]	1600[1]			

Notes explicatives :

(a) Représente les sous-bitumineux canadiens et importés.

Sources :

(1) Jaques, A., *Estimation des émissions de gaz provoquant l'effet de serre au Canada en 1990*, Protection de l'environnement, Conservation et protection, Environnement Canada, SPE 5/AP/4, décembre 1992.

(2) Adapté de McCann, T.J. *1999 Fossil Fuel and Derivative Factors*, préparé pour Environnement Canada par T.J. McCann and Associates, mars 2000.

(3) Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), *Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre, version révisée de 1996*, GIEC, Bracknell, Royaume-Unis, 1997.

Tableau A.6 : Coefficients d'émission du CH_4 et du N_2O pour le charbon

Toutes les sortes de houille	Coefficients d'émission CH_4	Coefficients d'émission N_2O	Technique de combustion [a]
	(g/kg)	(g/kg)	
Centrales électriques (services publics)	0,022[1]	0,032[1]	Chaudière de charbon pulvérisé à cuve sèche (à chauffe murale ou tangentielle) / chaudière de charbon pulvérisé à cuve humide
Industrie	0,03[1]	0,02[1]	Chaudière à chargement par le haut équipée d'un brûleur à projection
Résidentiel	4[1]	0,02[1]	Chaudière à alimentation manuelle
Coke métallurgique	0,03[1]	0,02[1]	Chaudière à chargement par le haut équipée d'un brûleur à projection
	(g/m^3)	(g/m^3)	
Gaz des fours à coke	0,037[1]	0,035[1]	Chaudière au gaz naturel standard

Notes explicatives :

(a) Les CE nationaux du CH_4 et du N_2O sont fondés sur la technique (ou les techniques) de combustion typique ou représentative figurant dans le tableau.

Sources :

(1) SGA Energy Limited, *Emission Factors and Uncertainties for CH_4 and N_2O from Fuel Combustion*, août 2000.

Tableau A.7 : Gaz naturel et liquides du gaz naturel — Coefficients d'émission

	Coefficients d'émission			Technologie représentative [a] *(pour les CE du CH_4 et du N_2O seulement)*	
	CO_2	CH_4	N_2O	CH_4	N_2O
	(g/m³)	(g/m³)	(g/m³)		
Gaz naturel					
Chaudière de centrale électrique	1891[1]	0,49[2]	0,049[2]	Turbine à gaz à cycles simples ou combinés	Comme le CH_4
Chaudière industrielle	1891[1]	0,037[2]	0,033[2]	Chaudière industrielle standard (brûleur classique ou à faible émission de NO_x)	Comme le CH_4
Consommation du producteur[b]	2389[1]	6,5[3,4]	0,033[2]	–	Chaudière industrielle standard (brûleur classique ou à faible émission de NO_x)
Pipelines	1891[1]	1,9[2]	0,05[2]	Turbine à gaz / compresseur d'air attelé	Comme le CH_4
Chaudière domestique ou commerciale, Agriculture	1891[1]	0,037[2]	0,035[2]	Chaudière standard, brûleur classique (sans contrôles)	Comme le CH_4
	(g/L)	(g/L)	(g/L)		
Liquides du gaz naturel					
Éthane	976[1]	n/a	n/a	s/o	s/o
Propane	1500[1]	0,024[2]	0,108[2]	Chaudières industrielles et commerciales	Comme le CH_4
Butane	1730[1]	0,024[2]	0,108[2]	Chaudières industrielles et commerciales	Comme le CH_4

Notes explicatives :

(a) Les CE nationaux du CH_4 et du N_2O sont fondés sur la technique (ou les techniques) de combustion typique ou représentative répertoriée pour chaque CE.

(b) Consommation du producteur – comprend la consommation des producteurs de pétrole et de gaz

Sources :

(1) Adapté de McCann, T.J. *1999 Fossil Fuel and Derivative Factors*, préparé pour Environnement Canada par T.J. McCann and Associates, mars 2000.

(2) SGA Energy Limited, *Emission Factors and Uncertainties for CH_4 & N_2O from Fuel Combustion*, août 2000.

(3) EPA, *Compilation of Air Pollutant Emission Factors, vol. 1, Stationary Point and Area Sources*, US Environmental Protection Agency, 5e édition, AP-42, 1996.

(4) ACPP, *CH_4 and VOC Emissions from Upstream Oil and Gas Operations in Canada, vol. 2*, publication de l'Association canadienne des producteurs pétroliers, nº 1999-0010, 1999.

Tableau A.8 : Coefficients d'émission de la biomasse

Source	Description	Coefficients d'émission		
		CO_2 (g/kg combustible)	CH_4 (g/kg combustible)	N_2O (g/kg combustible)
Bois de chauffage et déchets de bois	Combustion industrielle	950[1]	0,05[1]	0,02[5,6]
Feux d'origine naturelle	Combustion à l'air libre	1630[2]	3[2]	1,75[2]
Feux dirigés	Combustion à l'air libre	1620[2]	6,2[2]	1,3[2]
Liqueur résiduaire	Combustion industrielle	1428[3]	0,05[1]	0,02[5,6]
Poêles et foyers	Combustion domestique			
Poêles classiques		1500[4]	15[1]	0,16[1]
Foyers classiques avec unité encastrée		1500[4]	15[1]	0,16[1]
Poêles et foyers perfectionnés; systèmes antipollution catalytiques		1500[4]	6,9[1]	0,16[1]
Autres dispositifs de combustion du bois		1500[4]	15[1]	0,16[1]

Note :

Les émissions de CO_2 provenant de la biomasse ne sont pas incluses dans les totaux d'inventaire. Les émissions de CH_4 et de N_2O sont répertoriées dans le secteur de l'énergie, sauf celles des feux de forêt accidentels et dirigés qui sont répertoriées sous la rubrique *Changement d'affectation des terres et foresterie*.

Sources :

(1) U.S. EPA, *Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Vol. 1, Stationary Point and Area Sources*, 5e édition., U.S. EPA, AP-42, Supplément B, janvier 1996.

(2) Taylor, S.W. et K.L. Sherman (1996), *Biomass Consumption and Smoke Emissions from Contemporary and Prehistoric Wildland Fires in British Columbia*, préparé par le Centre forestier du Pacifique, Service canadien des forêts, Ressources naturelles Canada, EMVRF, rapport 249, mars 1996.

(3) Jaques A.P., *Estimation des émissions de gaz provoquant l'effet de serre au Canada en 1990*, Environnement Canada, rapport EPS 5/AP/4, décembre 1992.

(4) ORTECH Corporation, *Inventory Methods Manual for Estimating Canadian Emissions of Greenhouse Gases*, rapport présenté à Environnement Canada, avril 1994.

(5) Radke L.F., D.A. Hegg, P.V. Hobbs, J.D. Nance, J.H. Lyons, K.K. Laursen, R.E. Weiss, P.J. Riggan et D.E. Ward, Particulate and Trace Gas Emissions from Large Biomass Fires in North America, dans *Global Biomass Burning: Atmospheric Climatic and Biospheric Implications*, J.S. Levine (dir.), Massachussetts Institute of Technology, Cambridge, Massachussetts, 1991.

(6) Rosland A. et Steen, M., *Klimgass-Regnshap For Norge*, Statens Forurensningstilsyn, Oslo, Norvège, 1990.

Tableau A.9 : Pouvoir calorifique supérieur de divers types de combustibles (1990 – 2000)

		Pouvoir calorifique supérieur										
Type de combustible	**Unités[a]**	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**
Charbon												
Anthracite	TJ/kt	27.70	27.70	27.70	27.70	27.70	27.70	27.70	27.70	27.70	27.70	27.70
Bitumineux importé	TJ/kt	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.82	29.82	29.82
Bitumineux canadien												
NF, PE, NS et QC	TJ/kt	28.50	28.50	28.50	28.50	28.50	28.50	28.50	28.50	28.96	28.96	28.96
NB	TJ/kt	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	26.80	26.80	26.80
ON	TJ/kt	30.40	30.40	30.40	30.40	30.40	30.40	30.40	30.40	25.43	25.43	25.43
MB	TJ/kt	30.40	30.40	30.40	30.40	30.40	30.40	30.40	30.40	26.02	26.02	26.02
SK, AB, YT, NT et NU	TJ/kt	30.40	30.40	30.40	30.40	30.40	30.40	30.40	30.40	25.43	25.43	25.43
BC	TJ/kt	30.50	30.50	30.50	30.50	30.50	30.50	30.50	30.50	26.02	26.02	26.02
Sous-bitumineux	TJ/kt	18.30	18.30	18.30	18.30	18.30	18.30	18.30	18.30	19.15	19.15	19.15
Lignite	TJ/kt	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
Coke	TJ/kt	28.83	28.83	28.83	28.83	28.83	28.83	28.83	28.83	28.83	28.83	28.83
Gaz de four à coke	TJ/GL	18.61	18.61	18.61	18.61	18.61	18.61	18.61	18.61	19.14	19.14	19.14
Propane	TJ/ML	25.53	25.53	25.53	25.53	25.53	25.53	25.53	25.53	25.31	25.31	25.31
Butane	TJ/ML	28.62	28.62	28.62	28.62	28.62	28.62	28.62	28.62	28.44	28.44	28.44
Ethane	TJ/ML	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	17.22	17.22	17.22
Pétrole brut	TJ/ML	38.92	38.92	38.96	38.92	38.93	38.98	39.03	39.11	39.11	39.08	39.13
Léger et moyen	TJ/ML	38.51	38.51	38.51	38.51	38.51	38.51	38.51	38.51	38.51	38.51	38.51
Lourd	TJ/ML	40.90	40.90	40.90	40.90	40.90	40.90	40.90	40.90	40.90	40.90	40.90
Pentanes plus	TJ/ML	35.17	35.17	35.17	35.17	35.17	35.17	35.17	35.17	35.17	35.17	35.17
Gaz de distillation de raffinerie	TJ/GL	37.28	37.28	37.28	37.28	37.28	37.28	37.28	37.28	33.70	36.08	36.08
Gaz de distillation d'usine de traitement	TJ/GL	43.13	43.13	43.13	43.13	43.13	43.13	43.13	43.13	44.03	43.24	43.24
Essence automobile	TJ/ML	34.66	34.66	34.66	34.66	34.66	34.66	34.66	34.66	35.00	35.00	35.00
Kérozène et mazout léger nº 1	TJ/ML	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68	37.68
Diesel	TJ/ML	38.68	38.68	38.68	38.68	38.68	38.68	38.68	38.68	38.30	38.30	38.30
Mazout léger	TJ/ML	38.68	38.68	38.68	38.68	38.68	38.68	38.68	38.68	38.80	38.80	38.80
Mazout lourd	TJ/ML	41.73	41.73	41.73	41.73	41.73	41.73	41.73	41.73	42.50	42.50	42.50
Coke de pétrole de raffinerie	TJ/ML	44.48	44.48	44.48	44.48	44.48	44.48	44.48	44.48	46.44	46.35	46.35
Coke de pétrole d'usine de traitement	TJ/ML	39.64	39.64	39.64	39.64	39.64	39.64	39.64	39.64	40.45	40.57	40.57
Essence d'aviation	TJ/ML	33.52	33.52	33.52	33.52	33.52	33.52	33.52	33.52	33.52	33.52	33.52
Carburéacteur	TJ/ML	36.37	36.37	36.37	36.37	36.37	36.37	36.37	36.37	37.40	37.40	37.40
Produits chimiques intermédiaires	TJ/ML	35.17	35.17	35.17	35.17	35.17	35.17	35.17	35.17	35.17	35.17	35.17
Produits à base de naphta	TJ/ML	35.17	35.17	35.17	35.17	35.17	35.17	35.17	35.17	35.17	35.17	35.17
Asphalte	TJ/ML	44.46	44.46	44.46	44.46	44.46	44.46	44.46	44.46	44.46	44.46	44.46
Huiles et graisses lubrifiantes	TJ/ML	39.16	39.16	39.16	39.16	39.16	39.16	39.16	39.16	39.16	39.16	39.16
Autres produits pétroliers	TJ/ML	39.82	39.82	39.82	39.82	39.82	39.82	39.82	39.82	39.82	39.82	39.82
Gaz naturel	TJ/GL	37.78	37.83	37.88	38.01	38.55	38.06	38.10	38.12	38.17	38.13	37.99
Déchets de produits en bois massif	TJ/kt	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00
Liqueur résiduaire	TJ/kt	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00

Adapté de Statistique Canada, *Bulletin trimestriel – disponibilité et écoulement d'énergie au Canada* (BTDEEC), publication nº 57-003-XPB (décembre 2001).

Notes explicatives :

(a) Unités : TJ/kt – térajoules par kilotonne; TJ/ Gl – térajoules par gigalitre; TJ/Ml – térajoules par mégalitre.

Annexe B : Échantillons des tableurs et des valeurs par défaut pour l'utilisation dans la méthode détaillée basée sur les sources

L'annexe B présente des données, des tableurs et des valeurs implicites pour divers coefficients d'émission à utiliser dans le cadre de la méthode détaillée basée sur les sources (Section 3.4.1.2) en vue d'estimer les émissions des systèmes de combustion fi..es. Les coefficients d'émission présentés aux tableaux B.4 à B.6 ont été extraits de la *Compilation of Air Pollutant Emission Factors* (AP-42) de l'EPA des É.-U. Les CE de l'AP-42 sont révisés et mis à jour en permanence. Les tableaux présentés ici ont été élaborés en novembre 2002. Pour vous tenir au courant des mises à jour de ces coefficients, veuillez consulter le site Web de l'EPA des Etats-Unis à l'adresse suivante : www.epa.gov/ttn/chief/ap42/index.html.

Tableau B.1 : Méthode détaillée basée sur les sources – combustion fixe
Saisie des données et calculs (pour les émissions de CO_2)

Catégories de sources[a]	Type de combustible consommé [b]	Technique de combustion utilisée[c]	(1) Quantité de combustible consommé (Unités d'origine)	(2) Coefficient d'émission [d] du CO_2 (g / Unités d'origine)	(3) Émissions[e] de CO_2 (g)	(4) Émissions [f] de CO_2 (Gg)
1. _____	_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
_____	_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
....	....	....	....	....	....	....
2. _____	_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
_____	_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
....	....	....	....	....	....	....
3. _____	_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
_____	_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
....	....	....	....	....	....	....
4. _____	_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
_____	_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
....	....	....	....	....	....	....
TOTAL[g]			somme		somme	somme
À titre d'information seulement						
Biocombustibles						
(i) _____	_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
(ii) _____	_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
....	....	....	....	....	....	....
			somme		somme	somme

Notes explicatives :

(a) Dressez la liste des catégories utilisées à la Section 2.3 pour les sources de combustion (il peut s'agir, notamment, de catégories de combustible, de techniques de combustion, de la finalité première de la combustion).

(b) Précisez le type de combustible consommé pour chaque catégorie de sources.

(c) Il faut préciser le type d'appareil à combustion utilisé pour chaque catégorie de sources.

(d) Il faut fournir des détails sur toute conversion des coefficients d'émission.

(e) Les émissions de CO_2 sont calculées à partir de l'équation proposée à la Section 3.4.1.2.

(f) Déclarez les émissions de CO_2 en gigagrammes.

(g) Le total ne doit pas inclure le sous-total des biocombustibles (les sous-totaux de la biomasse sont présentés à titre indicatif seulement).

Tableau B.2 : Méthode détaillée basée sur les sources — combustion fixe Saisie des données et calculs (pour les émissions de CH_4)

Catégories de sources [a]	Type de combustible consommé [b]	Technique de combustion utilisée [c]	(1) Quantité de combustible consommé (Unités d'origine)	(2) Coefficient d'émission [d] du CH_4 (g / Unités d'origine)	(3) Émissions [e] de CH_4 (g)	(4) Émissions [f] de CH_4 (Gg)
1. _____	_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
_____	_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
....	....	....	....	....	....	....
2. _____	_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
_____	_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
....	....	....	....	....	....	....
3. _____	_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
_____	_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
....	....	....	....	....	....	....
4. _____	_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
_____	_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
....	....	....	....	....	....	....
TOTAL			somme		somme	somme

Notes explicatives :

(a) Dressez la liste des catégories utilisées à la Section 2.3 pour les sources de combustion (il peut s'agir, notamment, de catégories de combustible, de techniques de combustion, de la finalité première de la combustion).

(b) Précisez le type de combustible consommé pour chaque catégorie de sources.

(c) Il faut préciser le type d'appareil à combustion utilisé pour chaque catégorie de sources.

(d) Il faut fournir des détails sur toute conversion des coefficients d'émission.

(e) Les émissions de CH_4 sont calculées à partir de l'équation proposée à la Section 3.4.1.2.

(f) Déclarez les émissions de CH_4 en gigagrammes.

Tableau B.3 : Méthode détaillée basée sur les sources — combustion fixe Saisie des données et calculs (pour les émissions de N_2O)

Catégories de sources [a]	Type de combustible consommé [b]	Technique de combustion utilisée [c]	(1) Quantité de combustible consommé (Unités d'origine)	(2) Coefficient d'émission [d] du N_2O (g / Unités d'origine)	(3) Émissions [e] de N_2O (g)	(4) Émissions [f] de N_2O (Gg)
1. _____	_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
_____	_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
....	....	....	....	....	....	....
2. _____	_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
_____	_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
....	....	....	....	....	....	....
3. _____	_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
_____	_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
....	....	....	....	....	....	....
4. _____	_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
_____	_____	_____	intrants	intrants	calc.	calc.
....	....	....	....	....	....	....
TOTAL			somme		somme	somme

Notes explicatives :

(a) Dressez la liste des catégories utilisées à la Section 2.3 pour les sources de combustion (il peut s'agir, notamment, de catégories de combustible, de techniques de combustion, de la finalité première de la combustion).

(b) Précisez le type de combustible consommé pour chaque catégorie de sources.

(c) Il faut préciser le type d'appareil à combustion utilisé pour chaque catégorie de sources.

(d) Il faut fournir des détails sur toute conversion des coefficients d'émission.

(e) Les émissions de N_2O sont calculées à partir de l'équation proposée à la Section 3.4.1.2.

(f) Déclarez les émissions de N_2O en gigagrammes.

Tableau B.4 : Coefficients d'émission par défaut du dioxyde de carbone pour divers types de techniques de combustion

Source/Secteur	Type de combustible	Technique de combustion		Coefficient d'émission du CO_2	Unités[a]
Chaudières à combustion externe					
Production d'électricité	Anthracite	Alimentation mécanique par le haut (grille roulante)	Sans contrôle	2.84E+03[1]	kg/tonne
	Lignite	Charbon pulvérisé : cuve sèche, Chauffe murale	Sans contrôle	7.26E1 * (C) * 5.0001E-1[b] [2]	kg/tonne
		Charbon pulvérisé : cuve sèche, Chauffe tangentielle	Sans contrôle	7.26E1 * (C) * 5.0001E-1[b] [2]	kg/tonne
		Foyer-cyclone	Sans contrôle	7.26E1 * (C) * 5.0001E-1[b] [2]	kg/tonne
		Alimentation mécanique par le haut (grille roulante)	Sans contrôle	7.26E1 * (C) * 5.0001E-1[b] [2]	kg/tonne
		Brûleur à projection	Sans contrôle	7.26E1 * (C) * 5.0001E-1[b] [2]	kg/tonne
		Combustion en lit fluidisé atmosphérique – lit à bulles	Sans contrôle	7.26E1 * (C) * 5.0001E-1[b] [2]	kg/tonne
		Combustion en lit fluidisé atmosphérique – lit mobile	Sans contrôle	7.26E1 * (C) * 5.0001E-1[b] [2]	kg/tonne
	Gaz naturel	Chaudières > 100 millions Btu/h excepté chauffe tangentielle	Sans contrôle	1.92E+06[c] [3]	kg/10^6 m^3
		Chaudières < 100 millions Btu/h excepté chauffe tangentielle	Sans contrôle	1.92E+06[c] [3]	kg/10^6 m^3
		Unités à chauffe tangentielle	Sans contrôle	1.92E+06[c] [3]	kg/10^6 m^3
	Déchets de bois et d'écorçage	Chaudière aux résidus de bois	Sans contrôle	8.38E+01[d] [4]	kg/GJ
	Déchets solides	Spécifiez les types de déchets dans les commentaires	Électrofiltre	8.08E-03[5]	kg/GJ
Industriel	Anthracite	Alimentation mécanique par le haut (grille roulante)	Sans contrôle	2.84E+03[1]	kg/tonne
	Gaz naturel	Chaudières > 100 millions Btu/h	Sans contrôle	1.92E+06[c] [3]	kg/10^6 m^3
		Chaudières 10-100 millions Btu/h	Sans contrôle	1.92E+06[c] [3]	kg/10^6 m^3
	Déchets de bois et d'écorçage	Chaudière aux résidus de bois	Sans contrôle	8.38E+01[d] [4]	kg/GJ
	GPL – Butane	Chaudières 10 – 100 millions Btu/h	Sans contrôle	1.71E+03[e] [6]	kg/m^3
	GPL – Propane	Chaudières 10 – 100 millions Btu/h	Sans contrôle	1.50E+03[e] [6]	kg/m^3
	Bagasse	Toutes les tailles de chaudières	Sans contrôle	7.80E+02[f] [1]	kg/tonne
Commercial / institutionnel	Anthracite	Alimentation mécanique par le haut (grille roulante)	Sans contrôle	5.68E+03[1]	lb/tons
	Gaz naturel	Chaudières > 100 millions Btu/h	Sans contrôle	1.92E+06[c] [3]	kg/10^6 m^3
		Chaudières 10–100 millions Btu/h	Sans contrôle	1.92E+06[c] [3]	kg/10^6 m^3
		Chaudières < 10 millions Btu/h	Sans contrôle	1.92E+06[c] [3]	kg/10^6 m^3
	Déchets de bois et d'écorçage	Chaudière aux résidus de bois	Sans contrôle	8.38E+01[d] [4]	kg/GJ
	GPL – Butane	Chaudières 0,3 – 10 millions Btu/h	Sans contrôle	1.71E+03[e] [6]	kg/m^3
	GPL – Propane	Chaudières 0,3 – 10 millions Btu/h	Sans contrôle	1.50E+03[e] [6]	kg/m^3
	Huile usée liquide	Petites chaudières	Sans contrôle	2.64E+03[6]	kg/m^3
Industriel	Huile usée	Radiateur indépendant – Brûleur à air comprimé	Sans contrôle	2.64E+03[6]	kg/m^3
Commercial / institutionnel	Huile usée	Radiateur indépendant – Brûleur à air comprimé	Sans contrôle	2.64E+03[6]	kg/m^3
		Radiateur indépendant – Brûleur à vaporisation	Sans contrôle	2.64E+03[6]	kg/m^3
Moteurs à combustion interne					
Production d'électricité	Mazout léger (Diesel)	Turbine	Sans contrôle	6.75E+01[g] [7]	kg/GJ
Industriel	Mazout léger (Diesel)	Turbine	Sans contrôle	6.75E+01[g] [7]	kg/GJ

Source/Secteur	Type de combustible	Technique de combustion		Coefficient d'émission du CO_2	Unités[a]
		Moteur alternatif	Sans contrôle	2.71E+03[h] [6]	kg/m³
		Turbine – Cogénération	Sans contrôle	6.75E+01[g] [7]	kg/GJ
	Gaz naturel	Turbine	Sans contrôle	4.73E+01[j] [7]	kg/GJ
		Turbine – Cogénération	Sans contrôle	4.73E+01[j] [7]	kg/GJ
		2 temps; mélange pauvre	Sans contrôle	4.73E+01[k] [7]	kg/GJ
		4 temps; mélange riche	Sans contrôle	4.73E+01[k] [7]	kg/GJ
		4 temps; mélange pauvre	Sans contrôle	4.73E+01[k] [7]	kg/GJ
	Essence	Moteur alternatif	Sans contrôle	2.34E+03[l] [6]	kg/m³
	Diesel	Moteur de gros calibre	Sans contrôle	2.71E+03[h] [6]	kg/m³
	Carburation mixte (Pétrole/gaz)	Moteur de gros calibre	Sans contrôle	3.50E+02[6]	kg/hp-h
Commercial / institutionnel	Mazout léger (Diesel)	Moteur alternatif	Sans contrôle	2.71E+03[h] [6]	kg/m³
		Turbine	Sans contrôle	6.75E+01[g] [7]	kg/GJ
	Gaz naturel	Turbine	Sans contrôle	4.73E+01[j] [7]	kg/GJ
		Turbine – Cogénération	Sans contrôle	4.73E+01[j] [7]	kg/GJ
	Essence	Moteur alternatif	Sans contrôle	2.34E+03[l] [6]	kg/m³
	Biogaz	Turbine	Sans contrôle	1.16E+01[m] [7]	kg/GJ
	Gaz d'enfouissement	Turbine	Sans contrôle	2.15E+01[n] [7]	kg/GJ
Combustion de combustibles de sources fixes					
Résidentiel	Gaz naturel	Total : tous les types de chambres de combustion	Sans contrôle	2.08E+06[1]	kg/10^6 m³
		Générateur d'air chaud domestique	Sans contrôle	1.92E+06[c] [3]	kg/10^6 m³
	Bois	Foyers	Sans contrôle	1.70E+03[1]	kg/tonne
		Poêle à bois non catalytique : granules	Sans contrôle	1.48E+03[o] [1]	kg/tonne
		Poêle à bois non catalytique : granules	Sans contrôle	1.84E+03[p] [1]	kg/tonne

Notes explicatives :

(a) Dans les sources, les CE sont présentés en unités impériales; dans ce guide, ils ont été convertis en unités métriques.

(b) C = teneur en carbone. Si la proportion de carbone n'est pas connue, on peut lui attribuer une valeur par défaut de 4 600 lb/tonne.

(c) Fondé sur une conversion d'environ 100 % du carbone des combustibles en CO_2.

(d) Ces coefficients s'appliquent aux chaudières sans dispositif de contrôle ou avec un système de contrôle des particules. Unités en kg de polluant par gigajoule (GJ) d'apport en chaleur.

(e) En présumant une conversion à 99,5 % du carbone des combustibles en CO_2.

(f) Le procédé d'épuration humide à base de réactifs produisant du CO_2 (tels que le bicarbonate de soude ou la craie) fera augmenter les émissions. La bagasse humide cuite contient environ 50 % d'humidité par unité de poids.

(g) Fondé sur la conversion, à 99 %, du carbone du combustible en CO_2. Les coefficients d'émission sont basés sur un pouvoir calorifique moyen de 139 MBtu/1000 gallons.

(h) Le pouvoir calorifique pour le carburant diesel est de 137,000 BTU/gallon. Il s'agit d'une conversion des lbs/MBtu.

(j) Fondé sur la conversion à 99,5 % du carbone des combustibles en CO_2. Le coefficient d'émission est fondé sur un pouvoir calorifique moyen pour le gaz naturel de 60 deg. F.

(k) Fondé sur la conversion à 99,5 % du carbone des combustibles en CO_2. Les coefficients d'émission ont été calculés en lb/MBtu selon la méthode 19 de l'EPA.

(l) La valeur calorifique de l'essence est de 126,000 BTU/gallon. Il s'agit d'une conversion des lbs/MBtu.

(m) Coefficient d'émission fondé sur un pouvoir calorifique moyen des biogaz de 600 Btu/std à 60 deg. F.

(n) Coefficient d'émission fondé sur un pouvoir calorifique moyen des gaz d'enfouissement de 400 Btu/std à 60 deg. F.

(o) Poêle à granules. Unités homologuées conformément aux NSPS 1988.

(p) Poêle à granules. Exempté des NSPS 1988 (air . ratio>35:1).

Sources:

(1) U.S. EPA, *Compilation of Air Pollutant Emission factors, Vol. 1, Stationary Point and Area Sources*, 5e édition., U.S. EPA, AP-42,1995

(2) U.S. EPA, *Compilation of Air Pollutant Emission factors, Vol. 1, Stationary Point and Area Sources*, 5e édition., U.S. EPA, AP-42, Supplément E, septembre 1998.

(3) U.S. EPA, *Compilation of Air Pollutant Emission factors, Vol. 1, Stationary Point and Area Sources*, 5e édition., U.S. EPA, AP-42, Supplément D, mars 1998.

(4) U.S. EPA, *Compilation of Air Pollutant Emission factors, Vol. 1, Stationary Point and Area Sources*, 5e édition., U.S. EPA, AP-42, Supplément G, juillet 1998.

(5) Stationary Source Sampling Final Report, Nº de référence 10759, Baltimore Resco Company, Baltimore, Maryland. 12-15 mai 1992. (Rapport confidentiel Nº ERC-103).

(6) U.S. EPA, *Compilation of Air Pollutant Emission factors, Vol. 1, Stationary Point and Area Sources*, 5e édition., U.S. EPA, AP-42, Supplément B, octobre 1996.

(7) U.S. EPA, *Compilation of Air Pollutant Emission factors, Vol. 1, Stationary Point and Area Sources*, 5e édition., U.S. EPA, AP-42, Supplément F, 2000

Tableau B.5 : Coefficients d'émission par défaut du méthane (CH_4) pour divers types de techniques de combustion

Source/Secteur	Type de combustible	Technique de combustion		Coefficient d'émission du CH_4	Unités[a]
Chaudière à combustion externe					
Production d'électricité	Charbon bitumineux	Charbon pulvérisé : cuve sèche	Sans contrôle	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Foyer-cyclone	Sans contrôle	5.00E-03[1]	kg/tonne
		Brûleur à projection	Sans contrôle	3.00E-02[1]	kg/tonne
		Brûleur à projection	Multicyclones sans réinjection de la cendre légère	3.00E-02[1]	kg/tonne
		Brûleur à projection	Multicyclones avec réinjection de la cendre légère	3.00E-02[1]	kg/tonne
		Alimentation mécanique par le haut (grille roulante)	Sans contrôle	3.00E-02[1]	kg/tonne
		Alimentation mécanique par le haut (grille roulante)	Multicyclones	3.00E-02[1]	kg/tonne
		Charbon pulvérisé : cuve sèche (Chauffe tangentielle)	Sans contrôle	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Combustion en lit fluidisé atmosphérique : lit à bulles	Sans contrôle	3.00E-02[1]	kg/tonne
		Combustion en lit fluidisé atmosphérique : lit mobile	Sans contrôle	3.00E-02[1]	kg/tonne
	Charbon sous-bitumineux	Charbon pulvérisé : cuve humide	Sans contrôle	2.500E-02[1]	kg/tonne
		Charbon pulvérisé : cuve sèche	Sans contrôle	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Foyer-cyclone	Sans contrôle	5.00E-03[1]	kg/tonne
		Brûleur à projection	Sans contrôle	3.00E-02[1]	kg/tonne
		Brûleur à projection	Multicyclones sans réinjection de la cendre légère	3.00E-02[1]	kg/tonne
		Brûleur à projection	Multicyclones avec réinjection de la cendre légère	3.00E-02[1]	kg/tonne
		Alimentation mécanique par le haut (grille roulante)	Sans contrôle	3.00E-02[1]	kg/tonne
		Alimentation mécanique par le haut (grille roulante)	Multicyclones	3.00E-02[1]	kg/tonne
		Charbon pulvérisé : cuve sèche (Chauffe tangentielle)	Sans contrôle	2.00E-02[1]	kg/tonne
	Pétrole résiduel	Pétrole nº 6 : chauffe normale	Sans contrôle	3.36E-02[b] [1]	kg/m^3
		Pétrole nº 5 : chauffe tangentielle	Sans contrôle	3.36E-02[b] [1]	kg/m^3
	Mazout léger	Pétrole nº 4 : chauffe normale	Sans contrôle	3.36E-02[b] [1]	kg/m^3
		Pétrole nº 4 : chauffe tangentielle	Sans contrôle	3.36E-02[b] [1]	kg/m^3
	Gaz naturel	Chaudières > 100 millions Btu/h excepté chauffe tangentielle	Sans contrôle	3.68E+01[2]	kg/10^6 m^3
		Chaudières < 100 millions Btu/h excepté chauffe tangentielle	Sans contrôle	3.68E+01[2]	kg/10^6 m^3
		Unités à chauffe tangentielle	Sans contrôle	3.68E+01[2]	kg/10^6 m^3
	Déchets de bois et d'écorçage	Chaudière alimentée au bois ou aux écorces	Dispositifs de contrôle variés	5.60E-03[c] [3]	kg/tonne
Industriel	Charbon bitumineux	Foyer-cyclone	Sans contrôle	5.00E-03[1]	kg/tonne
		Brûleur à projection	Sans contrôle	3.00E-02[1]	kg/tonne
		Brûleur à projection	Multicyclones sans réinjection de la cendre légère	3.00E-02[1]	kg/tonne
		Brûleur à projection	Multicyclones avec réinjection de la cendre légère	3.00E-02[1]	kg/tonne
		Grille à alimentation supérieure	Sans contrôle	3.00E-02[1]	kg/tonne

Source/Secteur	Type de combustible	Technique de combustion		Coefficient d'émission du CH_4	Unités[a]
		Grille à alimentation supéneure	Multicyclones	3.00E-02[1]	kg/tonne
		Grille à alimentation inférieure	Sans contrôle	4.00E-01[1]	kg/tonne
		Grille à alimentation inférieure	Multicyclones	4.00E-01[1]	kg/tonne
		Combustion en lit fluidisé atmosphérique : lit à bulles	Sans contrôle	3.00E-02[1]	kg/tonne
	Charbon sous-bitumineux	Charbon pulvérisé : cuve humide	Sans contrôle	2.50E-02[1]	kg/tonne
		Charbon pulvérisé : cuve sèche	Sans contrôle	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Foyer-cyclone	Sans contrôle	5.00E-03[1]	kg/tonne
		Brûleur à projection	Sans contrôle	3.00E-02[1]	kg/tonne
		Brûleur à projection	Multicyclones sans réinjection de la cendre légère	3.00E-02[1]	kg/tonne
		Alimentation mécanique par le haut (grille roulante)	Sans contrôle	3.00E-02[1]	kg/tonne
		Alimentation mécanique par le haut (grille roulante)	Multicyclones	3.00E-02[1]	kg/tonne
		Charbon pulvérisé : cuve sèche chauffe tangentielle	Sans contrôle	2.00E-02[1]	kg/tonne
	Pétrole résiduel	Pétrole nº 6	Sans contrôle	1.20E-01[b] [1]	kg/m³
		10–100 millions Btu/h	Sans contrôle	1.20E-01[b] [1]	kg/m³
		< 10 millions Btu/h	Sans contrôle	1.20E-01[b] [1]	kg/m³
		Pétrole nº 5	Sans contrôle	1.20E-01[b] [1]	kg/m³
	Mazout léger	Pétroles nº 1 et 2	Sans contrôle	6.23E-03[b] [1]	kg/m³
		10–100 millions Btu/h	Sans contrôle	6.23E-03[b] [1]	kg/m³
		< 10 millions Btu/h	Sans contrôle	6.23E-03[b] [1]	kg/m³
		Pétrole nº 4	Sans contrôle	6.23E-03[b] [1]	kg/m³
	Gaz naturel	> 100 millions Btu/h	Sans contrôle	3.68E+01[2]	kg/10^6 m³
	Déchets de bois et d'écorçage	Chaudière alimentée aux écorces (> 50 000 Lb de vapeur)	Dispositifs de contrôle variés	5.60E-03[c] [3]	kg/tonne
		Chaudière alimentée au bois et aux écorces (> 50 000 Lb de vapeur)	Dispositifs de contrôle variés	5.60E-03[c] [3]	kg/tonne
		Chaudière alimentée aux écorces (< 50 000 Lb de vapeur)	Dispositifs de contrôle variés	5.60E-03[c] [3]	kg/tonne
		Chaudière alimentée au bois et aux écorces (< 50 000 Lb de vapeur)	Dispositifs de contrôle variés	5.60E-03[c] [3]	kg/tonne
		Chaudière alimentée au bois (< 50 000 Lb de vapeur)	Dispositifs de contrôle variés	5.60E-03[c] [3]	kg/tonne
		Cogénération à base de bois	Dispositifs de contrôle variés	5.60E-03[c] [3]	kg/tonne
		Chaudière à alimentation mécanique	Sans contrôle	5.00E-02[d] [4]	kg/tonne
Commercial / Institutionnel	Charbon bitumineux	Charbon pulvérisé : cuve sèche	Sans contrôle	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Grille à alimentation supérieure	Multicyclone	3.00E-02[1]	kg/tonne
		Grille à alimentation inférieure	Multicyclone	4.00E-01[1]	kg/tonne
		Brûleur à projection	Sans contrôle	3.00E-02[1]	kg/tonne
		Brûleur à projection	Multicyclones avec réinjection de la cendre légère	3.00E-02[1]	kg/tonne
		Combustion en lit fluidisé atmosphérique : lit à bulles	Sans contrôle	3.00E-02[1]	kg/tonne
		Combustion en lit fluidisé atmosphérique : lit mobile	Sans contrôle	3.00E-02[1]	kg/tonne
	Charbon sous-bitumineux	Charbon pulvérisé : cuve humide	Sans contrôle	2.50E-02[1]	kg/tonne
		Brûleur à projection	Multicyclones avec réinjection de la cendre légère	3.00E-02[1]	kg/tonne
		Alimentation mécanique par le haut (grille roulante)	Multicyclones	3.00E-02[1]	kg/tonne

Source/Secteur	Type de combustible	Technique de combustion		Coefficient d'émission du CH_4	Unités[a]
		Charbon pulvérisé : cuve sèche chauffe tangentielle	Sans contrôle	2.00E-02[1]	kg/tonne
	Pétrole résiduel	Pétrole nº 6	Sans contrôle	5.69E-02[b] [1]	kg/m^3
		10–100 millions Btu/h	Sans contrôle	5.69E-02[b] [1]	kg/m^3
		< 10 millions Btu/h	Sans contrôle	5.69E-02[b] [1]	kg/m^3
		Pétrole nº 5	Sans contrôle	5.69E-02[b] [1]	kg/m^3
	Mazout léger	Pétroles nº 1 et 2	Sans contrôle	5.69E-02[b] [1]	kg/m^3
		10–100 millions Btu/h	Sans contrôle	2.59E-02[b] [1]	kg/m^3
		< 10 millions Btu/h	Sans contrôle	2.59E-02[b] [1]	kg/m^3
		Pétrole nº 4	Sans contrôle	2.59E-02[b] [1]	kg/m^3
	Gaz naturel	> 100 millions Btu/h	Sans contrôle	3.68E+01[2]	kg/10^6 m^3
		10–100 millions Btu/h	Sans contrôle	3.68E+01[2]	kg/10^6 m^3
		< 10 millions Btu/h	Sans contrôle	3.68E+01[2]	kg/10^6 m^3
	Déchets de bois et d'écorçage	Chaudière alimentée aux écorces	Dispositifs de contrôle variés	5.60E-03[c] [3]	kg/tonne
		Chaudière alimentée au bois et aux écorces	Dispositifs de contrôle variés	5.60E-03[c] [3]	kg/tonne
		Chaudière alimentée au bois	Dispositifs de contrôle variés	5.60E-03[c] [3]	kg/tonne
		Chaudière à alimentation mécanique	Sans contrôle	5.60E-03[c] [3]	kg/tonne
	GPL – Butane	Tous les types de chaudières	Sans contrôle	2.40E-02[5]	kg/m^3
	GPL – Propane	Tous les types de chaudières	Sans contrôle	2.40E-02[5]	kg/m^3
Moteurs à combustion interne					
Production d'électricité	Gaz naturel	Turbine	Sans contrôle	3.70E-03[e] [6]	kg/GJ
Industriel	Gaz naturel	Turbine	Sans contrôle	3.70E-03[e] [6]	kg/GJ
		Turbine – Cogénération	Sans contrôle	3.70E-03[e] [6]	kg/GJ
		2 temps; mélange pauvre	Sans contrôle	6.23E-01[f] [6]	kg/GJ
		4 temps; mélange riche	Sans contrôle	9.89E-02[f] [6]	kg/GJ
	Moteur de gros calibre	Diesel	Sans contrôle	1.33E-01[g] [5]	kg/m^3
		Carburation mixte (Pétrole/gaz)	Sans contrôle	1.80E+00[5]	kg/hp-h
Commercial / institutionnel	Gaz naturel	Turbine	Sans contrôle	3.70E-03[e] [6]	kg/GJ
Combustion de combustibles de sources fixes					
Résidentiel	Anthracite	Total : tous les types de chambres de combustion	Sans contrôle	4.00E+00[5]	kg/tonne
	Mazout léger	Total : tous les types de chambres de combustion	Sans contrôle	2.13E-01[b] [1]	kg/m^3
	Gaz naturel	Générateur d'air chaud domestique	Sans contrôle	3.68E+01[2]	kg/10^6 m^3
	Bois	Poêle à bois catalytique : général	Sans contrôle	4.30E+00[7]	kg/tonne
		Poêle à bois non catalytique : classique	Sans contrôle	2.40E+00[7]	kg/tonne
	Kérosène	Total : tous les types d'appareils de chauffage	Sans contrôle	2.13E-01[b] [1]	kg/m^3

Notes explicatives :

(a) Dans les sources, les CE sont présentés en unités impériales; dans ce guide, ils ont été convertis en unités métriques.

(b) Les émissions de COV (Composé organique volatile) peuvent augmenter de plusieurs ordres de grandeur si la chaudière n'est pas exploitée ni entretenue comme il se doit..

(c) Les unités sont des lb de polluants / tonne de déchets de bois brûlés. Les CE sont fondés sur des déchets de bois ayant une humidité moyenne de 50 % par unité de poids et un pouvoir calorifique supérieur de 4 500 Btu/lb. Les CE représentent des mesures de la combustion des déchets de bois.

(d) Les unités sont des lb de polluants / tonne de déchets de bois brûlés. Les CE sont fondés sur des déchets de bois ayant une humidité moyenne de 50 % par unité de poids et un pouvoir calorifique supérieur de 4 500 Btu/lb.

(e) Les CE sont fondés sur un pouvoir calorifique moyen pour le gaz naturel de 1 020 Btu/sdf à 60 deg. F. En outre, ce CE peut être converti en d'autres valeurs calorifiques du gaz naturel.

(f) Le CE pour le méthane est déterminé en soustrayant les CE des COV et de l'éthane du CE des COT (Composé organique total). Le CE mesuré pour le méthane se compare bien aux CE calculés, soit 1.48 lb/MBtu vs. 1.45 lb/MBtu respectivement.

(g) Le pouvoir calorifique du diesel est de 137 000 Btu/gallon. C'est la valeur utilisée pour la conversion à partir des lbs/MBtu.

Sources :

(1) U.S. EPA, *Compilation of Air Pollutant Emission factors, Vol. 1, Stationary Point and Area Sources*, 5e edition, U.S. EPA, AP-42, Supplément E, septembre 1998.

(2) U.S. EPA, *Compilation of Air Pollutant Emission factors. Vol. 1, Stationary Point and Area Sources*, 5e edition, U.S. EPA, AP-42, Supplément D, mars 1998.

(3) U.S. EPA, *Compilation of Air Pollutant Emission factors. Vol. 1, Stationary Point and Area Sources*, 5e edition, U.S. EPA, AP-42, Supplément E, février 1999.

(4) U.S. EPA, *Compilation of Air Pollutant Emission factors. Vol. 1, Stationary Point and Area Sources*, 5e edition, U.S. EPA, AP-42, Supplément D, février 1998.

(5) U.S. EPA, *Compilation of Air Pollutant Emission factors. Vol. 1, Stationary Point and Area Sources*, 5e edition, U.S. EPA, AP-42, Supplément B, octobre 19966)

(6) U.S. EPA, *Compilation of Air Pollutant Emission factors, Vol. 1, Stationary Point and Area Sources*, 5e edition, U.S. EPA, AP-42, 2000.

(7) U.S. EPA, *Compilation of Air Pollutant Emission factors. Vol. 1, Stationary Point and Area Sources*, 5e edition, U.S. EPA, AP-42, 1995.

Tableau B.6: Coefficients d'émission par défaut de l'oxyde nitreux (N_2O) pour divers types de techniques de combustion

Source/Secteur	Type de combustible	Technique de combustion		Coefficient d'émission du N_2O	Unités[a]
Chaudière à combustion externe					
Production d'électricité	Charbon bitumineux	Charbon pulvérisé : cuve humide	Sans contrôle	4.00E-02[1]	kg/tonne
		Charbon pulvérisé : cuve sèche	Sans contrôle	1.50E-02[1]	kg/tonne
		Brûleur à projection	Sans contrôle	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Brûleur à projection	Multicyclones sans réinjection de la cendre légère	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Brûleur à projection	Multicyclones avec réinjection de la cendre légère	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Alimentation mécanique par le haut (grille roulante)	Sans contrôle	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Alimentation mécanique par le haut (grille roulante)	Multicyclones	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Charbon pulvérisé : cuve sèche (chauffe tangentielle)	Sans contrôle	4.00E-02[1]	kg/tonne
		Combustion en lit fluidisé atmosphérique : lit mobile	Sans contrôle	1.75E+00[1]	kg/tonne
	Charbon sous-bitumineux	Charbon pulvérisé : cuve humide	Sans contrôle	4.00E-02[1]	kg/tonne
		Charbon pulvérisé : cuve sèche	Sans contrôle	1.50E-02[1]	kg/tonne
		Foyer-cyclone	Sans contrôle	4.50E-02[1]	kg/tonne
		Brûleur à projection	Sans contrôle	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Brûleur à projection	Multicyclones sans réinjection de la cendre légère	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Brûleur à projection	Multicyclones avec réinjection de la cendre légère	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Alimentation mécanique par le haut (grille roulante)	Sans contrôle	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Alimentation mécanique par le haut (grille roulante)	Multicyclones	2.00E-02[1]	kg/tonne
	Lignite	Lit fluidisé atmosphérique	Sans contrôle	1.25E+00[2]	kg/tonne
		Combustion en lit fluidisé atmosphérique – lit à bulles	Sans contrôle	1.25E+00[1]	kg/tonne
		Combustion en lit fluidisé atmosphérique – lit mobile	Sans contrôle	1.25E+00[1]	kg/tonne
	Pétrole résiduel	Pétrole nº 6 : chauffe normale	Sans contrôle	1.32E-02[1]	kg/m^3
	Mazout léger	Pétroles nº 1 et 2	Sans contrôle	1.32E-02[1]	kg/m^3
	Gaz naturel	Chaudières > 100 millions Btu/h excepté chauffe tangentielle	Sans contrôle	3.52E+01[3]	kg/10^6 m^3
		Chaudières < 100 millions Btu/h excepté chauffe tangentielle	Sans contrôle	3.52E+01[3]	kg/10^6 m^3
		Chaudières < 100 millions Btu/h excepté chauffe tangentielle	Brûleurs à faible émission de NOx	1.03E+01[3]	kg/10^6 m^3
		Unités à chauffe tangentielle	Sans contrôle	3.52E+01[3]	kg/10^6 m^3
		Unités à chauffe tangentielle	Brûleurs à faible émission de NOx	1.03E+01[3]	kg/10^6 m^3
Industriel	Charbon bitumineux	Charbon pulvérisé : cuve humide	Sans contrôle	4.00E-02[1]	kg/tonne
		Charbon pulvérisé : cuve sèche (Chauffe tangentielle)	Sans contrôle	4.00E-02[1]	kg/tonne

Source/Secteur	Type de combustible	Technique de combustion		Coefficient d'émission du N_2O	Unités[a]
		Foyer-cyclone	Sans contrôle	4.50E-02[1]	kg/tonne
		Brûleur à projection	Sans contrôle	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Brûleur à projection	Multicyclones sans réinjection de la cendre légère	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Brûleur à projection	Multicyclones avec réinjection de la cendre légère	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Grille à alimentation supérieure	Sans contrôle	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Grille à alimentation supérieure	Multicyclones	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Grille à alimentation inférieure	Sans contrôle	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Grille à alimentation inférieure	Multicyclones	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Combustion en lit fluidisé atmosphérique : lit à bulles	Sans contrôle	1.75E+00[1]	kg/tonne
		Combustion en lit fluidisé atmosphérique : lit mobile	Sans contrôle	1.75E+00[1]	kg/tonne
	Charbon sous-bitumineux	Charbon pulvérisé : cuve humide	Sans contrôle	4.00E-02[1]	kg/tonne
		Charbon pulvérisé : cuve sèche	Sans contrôle	1.50E-02[1]	kg/tonne
		Charbon pulvérisé : cuve sèche (chauffe tangentielle)	Sans contrôle	4.00E-02[1]	kg/tonne
		Foyer-cyclone	Sans contrôle	4.50E-02[1]	kg/tonne
		Brûleur à projection	Sans contrôle	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Brûleur à projection	Multicyclones sans réinjection de la cendre légère	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Brûleur à projection	Multicyclones avec réinjection de la cendre légère	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Alimentation mécanique par le haut (grille roulante)	Sans contrôle	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Alimentation mécanique par le haut (grille roulante)	Multicyclones	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Grille à alimentation inférieure	Sans contrôle	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Grille à alimentation inférieure	Multicyclones	2.00E-02[1]	kg/tonne
	Pétrole résiduel	Pétrole nº 6	Sans contrôle	1.32E-02[1]	kg/m^3
	Mazout léger	Pétroles nº 1 et 2	Sans contrôle	1.32E-02[1]	kg/m^3
	Gaz naturel	> 100 millions Btu/h	Sans contrôle	3.52E+01[3]	kg/10^6 m^3
		> 100 millions Btu/h	Brûleurs à faible émission de NOx	1.03E+01[3]	kg/10^6 m^3
		10–100 millions Btu/h	Sans contrôle	3.52E+01[3]	kg/10^6 m^3
		10–100 millions Btu/h	Brûleurs à faible émission de NOx	1.03E+01[3]	kg/10^6 m^3
	Déchets de bois et d'écorçage	Chaudière à alimentation mécanique	Sans contrôle	2.00E-02[b] [4]	kg/tonne
Commercial / Institutionnel	Charbon bitumineux	Foyer-cyclone	Sans contrôle	4.50E-02[1]	kg/tonne
		Charbon pulvérisé : cuve sèche	Sans contrôle	1.50E-02[1]	kg/tonne
		Grille à alimentation supérieure	Sans contrôle	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Grille à alimentation supérieure	Multicyclones	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Grille à alimentation inférieure	Sans contrôle	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Grille à alimentation inférieure	Multicyclones	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Brûleur à projection	Sans contrôle	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Brûleur à projection	Multicyclones avec réinjection de la cendre légère	2.00E-02[1]	kg/tonne

Source/Secteur	Type de combustible	Technique de combustion		Coefficient d'émission du N_2O	Unités[a]
		Combustion en lit fluidisé atmosphérique : lit à bulles	Sans contrôle	1.75E+00[1]	kg/tonne
		Combustion en lit fluidisé atmosphérique : lit mobile	Sans contrôle	1.75E+00[1]	kg/tonne
	Charbon sous-bitumineux	Foyer-cyclone	Sans contrôle	4.50E-02[1]	kg/tonne
		Alimentation mécanique par le haut (grille roulante)	Sans contrôle	2.00E-02[1]	kg/tonne
		Charbon pulvérisé : cuve sèche chauffe tangentielle	Sans contrôle	4.00E-02[1]	kg/tonne
	Pétrole résiduel	Pétrole n° 6	Sans contrôle	1.32E-02[1]	kg/m³
	Mazout léger	Pétroles n° 1 et 2	Sans contrôle	1.32E-02[1]	kg/m³
	Gaz naturel	> 100 millions Btu/h	Sans contrôle	3.52E+01[3]	kg/10⁶ m³
		10–100 millions Btu/h	Sans contrôle	3.52E+01[3]	kg/10⁶ m³
		< 10 millions Btu/h	Sans contrôle	3.52E+01[3]	kg/10⁶ m³
		< 10 millions Btu/h	Brûleurs à faible émission de NOx	1.03E+01[3]	kg/10⁶ m³
	Déchets de bois et d'écorçage	Chaudière à alimentation mécanique	Sans contrôle	2.00E-02[b] [4]	kg/tonne
		Chaudière à combustion en lit fluidisé	Sans contrôle	1.00E-01[b] [4]	kg/tonne
Moteurs à combustion interne					
Production d'électricité	Gaz naturel	Turbine	Injection d'eau ou de vapeur	1.29E-03[c] [5]	kg/GJ
Industriel	Gaz naturel	Turbine : Cogénération	Injection d'eau ou de vapeur	1.29E-03[c] [5]	kg/GJ
Commercial / institutionnel	Gaz naturel	Turbine	Injection d'eau ou de vapeur	1.29E-03[c] [5]	kg/GJ
		Turbine : Cogénération	Injection d'eau ou de vapeur	1.29E-03[c] [5]	kg/GJ
Combustion de combustibles de sources fixes					
Résidentiel	Mazout léger	Total : tous les types de chambres de combustion	Sans contrôle	5.99E-03[c] [1]	kg/m³
	Gaz naturel	Générateurs d'air chaud domestiques	Sans contrôle	3.52E+01[3]	kg/10⁶ m³
		Générateurs d'air chaud domestiques	Brûleurs à faible émission de NOx	1.03E+01[3]	kg/10⁶ m³
	Kérosène	Total : tous les types d'appareils de chauffage	Sans contrôle	5.99E-03[1]	kg/m³

Notes explicatives :

(a) Dans les sources, les CE sont présentés en unités impériales; dans ce guide, ils ont été convertis en unités métriques.

(b) Les unités sont des lb de polluants / tonne de déchets de bois brûlés. Les CE sont fondés sur des déchets de bois, tels que cuits, ayant une humidité moyenne de 50 % par unité de poids et un pouvoir calorifique supérieur de 4 500 Btu/lb.

(c) Fondé sur des essais limités sur les sources administrés à une seule turbine à injection d'eau et de vapeur. Le CE est fondé sur un pouvoir calorifique moyen de 1 020 Btu/std à 60 deg. F. En outre, le CE peut être converti à d'autres valeurs du gaz naturel.

(d) Corrigé dans le Supplément A.

Sources:

(1) U.S. EPA, *Compilation of Air Pollutant Emission factors, Vol. 1, Stationary Point and Area Sources*, 5e edition, U.S. EPA, AP-42, Supplément E, septembre 1998.

(2) U.S. EPA, *Compilation of Air Pollutant Emission factors, Vol. 1, Stationary Point and Area Sources*, 5e edition, U.S. EPA, AP-42, 1995.

(3) U.S. EPA, *Compilation of Air Pollutant Emission factors, Vol. 1, Stationary Point and Area Sources*, 5e edition, U.S. EPA, AP-42, Supplément D, mars 1998.

(4) U.S. EPA, *Compilation of Air Pollutant Emission factors, Vol. 1, Stationary Point and Area Sources*, 5e edition, U.S. EPA, AP-42, Supplément D, février 1998.

(5) U.S. EPA, *Compilation of Air Pollutant Emission factors, Vol. 1, Stationary Point and Area Sources*, 5e edition, U.S. EPA, AP-42, 2000.

Annexe C : Échantillons des tableurs et des valeurs par défaut pour estimer les émissions des systèmes de combustion mobiles

La présente annexe présente des échantillons de données, des tableurs et des valeurs implicites pour estimer les émissions des systèmes de combustion mobiles. Les coefficients d'émission (CE) présentés au tableau C.4 sont, sauf indication contraire, les coefficients nationaux utilisés pour la préparation de l'Inventaire National des GES. Les valeurs implicites du pouvoir calorifique supérieur sont fournies au tableau A.9 au cas où il serait nécessaire de convertir les unités énergétiques en unités physiques (p. ex., masse, volume).

Tableau C.1 : Combustion mobile — Saisie des données et calculs pour les émissions de CO_2

Catégories de sources [a]	Type de carburant consommé [b]	(1) Quantité de carburant consommé (Unités d'origine)	(2) Coefficient d'émission [c] du CO_2 (g / unités d'origine)	(3) Émissions [d] de CO_2 (g)	(4) Émissions [e] de CO_2 (Gg)
1. _____	_____	intrants	intrants	calc	calc
_____	_____	intrants	intrants	calc	calc
....	....	....	....	....	....
2. _____	_____	intrants	intrants	calc	calc
_____	_____	intrants	intrants	calc	calc
....	....	....	....	....	....
3. _____	_____	intrants	intrants	calc	calc
_____	_____	intrants	intrants	calc	calc
....	....	....	....	....	....
4. _____	_____	intrants	intrants	calc	calc
_____	_____	intrants	intrants	calc	calc
....	....	....	....	....	....
TOTAL		somme		somme	somme

Notes explicatives :

(a) Dressez la liste des catégories utilisées à la Section 2.3 pour les sources de combustion (il peut s'agir, notamment, de catégories de carburant, de moyen de transport ou type de véhicule).

(b) Précisez le(s) type(s) de carburant consommé pour chaque catégorie de sources.

(c) Il faut fournir des détails sur toute conversion des coefficients d'émission.

(d) Les émissions de CO_2 seront calculées à partir de l'équation proposée à la Section 3.4.2.

(e) Déclarez les émissions de CO_2 en gigagrammes.

Tableau C.2 : Combustion mobile — Saisie des données et calculs pour les émissions de CH_4

Catégories de sources [a]	Type de carburant consommé [b]	(1) Quantité de carburant consommé (Unités d'origine)	(2) Coefficient d'émission [c] du CH_4 (g / Unités d'origine)	(3) Émissions [d] de CH_4 (g)	(4) Émissions [e] de CH_4 (Gg)
1. _____	_____	intrants	intrants	calc	calc
_____	_____	intrants	intrants	calc	calc
....	....	....	....	....	....
2. _____	_____	intrants	intrants	calc	calc
_____	_____	intrants	intrants	calc	calc
....	....	....	....	....	....
3. _____	_____	intrants	intrants	calc	calc
_____	_____	intrants	intrants	calc	calc
....	....	....	....	....	....
4. _____	_____	intrants	intrants	calc	calc
_____	_____	intrants	intrants	calc	calc
....	....	....	....	....	....
TOTAL		somme		somme	somme

Notes explicatives :

(a) Dressez la liste des catégories utilisées à la Section 2.3 pour les sources de combustion (il peut s'agir, notamment, de catégories de carburant, de moyen de transport ou type de véhicule).

(b) Précisez le(s) type(s) de carburant consommé pour chaque catégorie de sources.

(c) Il faut fournir des détails sur toute conversion des coefficients d'émission.

(d) Les émissions de CH_4 seront calculées à partir de l'équation proposée à la Section 3.4.2.

(e) Déclarez les émissions de CH_4 en gigagrammes.

Tableau C.3 : Combustion mobile — Saisie des données et calculs pour les émissions de N_2O

Catégories de sources [a]	Type de carburant consommé [b]	(1) Quantité de carburant consommé (Unités d'origine)	(2) Coefficient d'émission [c] du N_2O (g / Unités d'origine)	(3) Émissions [d] de N_2O (g)	(4) Émissions [e] de N_2O (Gg)
1. _____	_____	intrants	intrants	calc	calc
_____	_____	intrants	intrants	calc	calc
....	....	....	....	....	....
2. _____	_____	intrants	intrants	calc	calc
_____	_____	intrants	intrants	calc	calc
....	....	....	....	....	....
3. _____	_____	intrants	intrants	calc	calc
_____	_____	intrants	intrants	calc	calc
....	....	....	....	....	....
4. _____	_____	intrants	intrants	calc	calc
_____	_____	intrants	intrants	calc	calc
....	....	....	....	....	....
TOTAL		somme		somme	somme

Notes explicatives :

(a) Dressez la liste des catégories utilisées à la Section 2.3 pour les sources de combustion (il peut s'agir, notamment, de catégories de carburant, de moyen de transport ou type de véhicule).

(b) Précisez le(s) type(s) de carburant consommé pour chaque catégorie de sources.

(c) Il faut fournir des détails sur toute conversion des coefficients d'émission.

(d) Les émissions de N_2O seront calculées à partir de l'équation proposée à la Section 3.4.2.

(e) Déclarez les émissions de N_2O en gigagrammes.

Tableau C.4 : Coefficients d'émission par défaut pour les sources de combustion mobiles

Usage[b]	Coefficient d'émission[a] CO_2	CH_4	N_2O
	(g/L)	(g/L)	(g/L)
Diesel			
Véhicules utilitaires lourds[c]			
- Système dépollutant perfectionné	2730[1]	0.12[2]	0.08[2]
- Système dépollutant d'efficacité moyenne	2730[1]	0.13[2]	0.08[2]
- Aucun système dépollutant	2730[1]	0.15[2]	0.08[2]
Autres véhicules à moteur diesel[d]	2730[1]	0.14[2]	1.1[2]
	(g/L)	(g/L)	(g/L)
Essence			
Véhicules utilitaires lourds[c]			
- Convertisseur catalytique à trois voies	2360[1]	0.17[2]	1[2]
- Système non catalytique	2360[1]	0.29[2]	0.046[2]
- Aucun système dépollutant	2360[1]	0.49[2]	0.08[2]
Autres véhicules à essence[d]	2360[1]	2.7[2]	0.05[2]
	(g/L)	(g/L)	(g/L)
Transport ferroviaire au diesel	2730[1]	0.15[2]	1.1[2]
Transport maritime			
Bateaux à essence	2360[1]	1.3[2]	0.06[2]
Bateaux à moteur diesel	2730[1]	0.15[2]	1.00[2]
Navires au pétrole léger	2830[1]	0.3[2]	0.07[2]
Navires au pétrole lourd	3090[1]	0.3[2]	0.08[2]
Transport par pipeline[e]	(g/L)	(g/L)	(g/L)
Diesel	2730[1]	0.133[2]	0.4[2]
	(g/m³)	(g/m³)	(g/m³)
Gaz naturel	1891[3]	1.9[2]	0.05[2]

Notes explicatives :

(a) Les coefficients d'émission du dioxyde de carbone (CO_2) pour l'utilisation des carburants des sources mobiles dépendent des propriétés des carburants et sont identiques à ceux qui sont utilisés pour la combustion dans le secteur des sources fixes, pour tous les combustibles. Les CE de méthane (CH_4) et d'oxyde nitreux (N_2O) dépendent des techniques utilisées et ont été élaborés à partir des technologies de combustion en usage au Canada.

(b) Ce sont les carburants, les combustibles et les moyens de transport énumérés ci-dessus qui devraient être utilisés sur les lieux des installations industrielles, dans le cadre des activités de combustion mobile.

(c) Cette catégorie de véhicule comprend les poids lourds routiers qui peuvent être équipés de dispositifs antipollution.

(d) Cette catégorie de véhicule comprend les véhicules qui ne sont pas autorisés à circuler sur les routes (désignés par le terme << véhicules tout terrain >>) (p. ex., les véhicules tractés servant à la construction, les véhicules miniers mobiles, les tracteurs, etc.). En général, cette catégorie de véhicule n'est pas équipée de dispositifs antipollution.

(e) Les pipelines (transporteurs de pétrole et de gaz) peuvent utiliser des moteurs alimentés aux combustibles fossiles pour faire fonctionner des compresseurs et autres appareils qui propulsent leur contenu. Les combustibles utilisés peuvent être le gaz naturel ou le carburant diesel. Les CE énumérés ci-dessus sont identiques à ceux qu'on utilise dans le cadre des sources de combustion fixes.

Sources :

(1) Jaques, A., *Estimation des émissions de gaz provoquant l'effet de serre au Canada en 1990*, Protection de l'environnement, Conservation et protection, Environnement Canada, SPE 5/AP/4, décembre 1992.

(2) SGA Energy Limited, *Emission Factors and Uncertainties for CH_4 and N_2O from Fuel Combustion*, août 2000.

(3) Adapté de McCann, T.J. *1999 Fossil Fuel and Derivative Factors*, préparé pour Environnement Canada par T.J. McCann and Associates, mars 2000.

Annexe D : Échantillon de tableur et des valeurs par défaut pour estimer les émissions des procédés industriels et Guide des bonnes pratiques pour les techniques de mesures directes des émissions de PFC

Cette annexe présente une grille de collecte de données et les valeurs implicites qui peuvent être utilisées pour estimer les émissions des procédés industriels (Section 3.4.3). Le guide des bonnes pratiques pour les techniques de mesures directes des émissions de PFC est également inclus tel que recommandé par les directives du GIEC (GIEC, 2000).

Tableau D.1 : Émissions des procédés industriels — Saisie des sources des procédés et émissions calculées

Description du procédé [a]	Source sur place ou hors site?[a] (Oui / Non)	Émissions de GES[d,e] CO_2 (Gg)	CF_4 (Gg)	C_2F_6 (Gg)	SF_6 (Gg)	HFC (Gg)
1. Consommation de l'anode[b]						
a) précuite	_____	calc.				
b) Søderberg	_____	calc.				
2. Cuisson de l'anode et de la cathode						
a) Anode – coke de remplissage	_____	calc.				
a) Anode – cokéfaction du brai	_____	calc.				
b) Cathode – coke de remplissage	_____	calc.				
b) Cathode – cokéfaction du brai	_____	calc.				
3. Effets d'anode[b]						
a) Pente	_____		calc.	calc.		
b) Pechiney	_____		calc.	calc.		
4. Calcination du coke	_____	calc.				
5. Utilisation de SF_6 comme gaz de couverture	_____				calc.	
6. Utilisation de SF_6 dans les appareils électriques	_____				calc.	
7. Utilisation de HFC[c]						
_____	_____					calc.
_____	_____					calc.
....	....					....
TOTAL		somme	somme	somme	somme	S/O

Notes explicatives :

(a) Confirmez la liste des procédés industriels appliqués à l'installation en question. Servez-vous des catégories de la Section 2.3 si elles sont applicables.

(b) S'il y a plus d'une série de cuves en opération à l'installation, il faut calculer les émissions séparément pour chaque série. Des rangées supplémentaires peuvent être ajoutées au tableau ci-dessus pour enregistrer les émissions de chaque ligne de cuves..

(c) Dressez la liste des types d'appareils qui utilisent des HFC (p. ex., les unités de réfrigération, les systèmes de climatisation); en outre, énumérez les HFC qu'utilise chaque système.

(d) Le calcul des émissions est fondé sur les équations de la Section 3.4.3.

(e) Il faut déclarer les émissions en gigagrammes.

Tableau D.2 : Valeurs caractéristiques des paramètres de l'industrie pour le procédé de précuisson

Paramètre	Valeur caractéristique
CNC (t C/t Al)	0,4
% S_a	1,6
% Cen_a	0,8
% Imp_a	0,4

Source :

International Aluminium Institute, *Greenhouse Gas Emissions Monitoring and Reporting by the Aluminium Industry*, (addenda au protocole des gaz à effet de serre du WBCSD et du WRI), mai 2003.

Tableau D.3 : Valeurs caractéristiques des paramètres de l'industrie pour le procédé Søderberg

Paramètre	Valeur caractéristique [a]
CP (t pâte/t Al)	0,51
MSB (kg/t Al)	HSS: 4,0 VSS: 0,5
% PL	25–30
% S_b	0,55
% Cen_b	0,15
% H_b	4 [1]
% S_c	1,8
% Cen_c	0,1

Notes explicatives :

(a) HSS = Gougeons horizontaux Søderberg; VSS = Gougeons verticaux Søderberg.

Sources :

International Aluminium Institute (2003), *Greenhouse Gas Emissions Monitoring and Reporting by the Aluminium Industry*, (addenda au protocole des gaz à effet de serre du WBCSD et du WRI), mai 2003, sauf (1) R.D. Peterson, L. Duchesneau, Alcan, Centre de recherche et de développement d'Arvida, basé sur des données historiques d'analyse du brai.

Tableau D.4 : Valeurs caractéristiques de l'industrie pour les paramètres du coke de remplissage

Paramètre	Valeur caractéristique
CCG (t coke/t anode)	0,010
% Cen_{cg} du coke	5
% Cen_{cg} du coke de pétrole	0,2
% S_{cg}, du coke	3
% S_{cg}, du coke de pétrole	3
% Imp	0,1

Source :

International Aluminium Institute, *Greenhouse Gas Emissions Monitoring and Reporting by the Aluminium Industry*, (addenda au protocole des gaz à effet de serre du WBCSD et du WRI), mai 2003.

Tableau D.5 : Valeurs caractéristiques de l'industrie pour les paramètres de la cokéfaction du brai

Paramètre	Valeur caractéristique
% H_b	4[1]
% PB	15
GR (t/t PAC[a])	0,005 (Chaudière Reidheimmer) 0 (Toutes les autres chaudières)

Notes explicatives :

(a) Le PAC fait référence à la production d'anode cuite. Si la valeur caractéristique présentée ici pour le goudron récupéré (GR) est utilisée dans l'équation 3.4.3.2, celle-ci doit être multipliée par la PAC avant d'être introduite dans l'équation.

Sources :

International Aluminium Institute, *Greenhouse Gas Emissions Monitoring and Reporting by the Aluminium Industry*, (addenda au protocole des gaz à effet de serre du WBCSD et du WRI), mai 2003, sauf (1) R.D. Peterson, L. Duchesneau, Alcan, Centre de recherche et de développement d'Arvida, basé sur des données historiques relatives à l'analyse du brai.

Tableau D.6 : Valeurs par défaut par type de technique utilisée dans les méthodes de la pente ou Pechiney pour les émissions de HPF

Technologie	Pente		Coefficient SEA	
	CF_4	C_2F_6	CF_4	C_2F_6
Anode précuite – piquage central	0,14	0,018	1,9	Note 1
Anode précuite – piquage latéral	0,29	0,029	1,9	Note 1
Anode Söderberg à goujons verticaux (VSS)	0,067	0,003	Note 2	Note 2
Anode Söderberg à goujons horizontaux (HSS)	0,18	0,018	Note 2	Note 2

Note 1 : Pour une usine utilisant la méthode de Pechiney ou la méthode de la surtension, aucun coefficient SAE n'est accessible pour les émissions de C_2F_6. Par conséquent, les émissions de C_2F_6 peuvent être estimées dans une fourchette de 10% des émissions de CF_4.

Note 2 : Aucune donnée n'a été déclarée établissant une corrélation entre la surtension de l'effet d'anode et les émissions de HPF pour la technique des gougeons verticaux et horizontaux de Søderberg (GIEC, *Guide des bonnes pratiques et gestion de l'incertitude des inventaires nationaux de gaz à effet de serre*, Global Environmental Strategies, Kanagawa, Japon, 2000).

Sources :

Gouvernement du Québec et Association de l'Aluminium du Canada, *Entente cadre de réductions volontaires des gaz à effet de serre au Québec*, janvier 2002.
International Aluminium Institute, *Greenhouse Gas Emissions Monitoring and Reporting by the Aluminium Industry*, (addenda au protocole des gaz à effet de serre du WBCSD et du WRI), mai 2003.

Tableau D.7 : Valeurs caractéristiques de l'industrie pour les paramètres du procédé de calcination du coke

Paramètre	Valeur caractéristique
% H_2O_{cv}	10
% V_{cv} [a]	10
% S_{cv}	3
% S_{cc}	2,5
CCP (t)	0,8 × GC
CSCP (t)	0
EP (t)	0,075 × GC[1]

Notes explicatives :

(a) On présume, à partir des recherches passées, que les éléments volatils du coke sont d'environ 3,2% de CH_4, 0,3% de goudrons et 7,1% de H_2. La contribution du CH_4 et des goudrons (3,5%) aux émissions de CO_2 est incluse dans l'équation. (Réf.: Jean Perron, *Modélisation mathématique d'un four de calcination du coke de pétrole*, thèse de doctorat, Université de Montréal, École polytechnique, 1991.).

Source :

International Aluminium Institute, *Greenhouse Gas Emissions Monitoring and Reporting by the Aluminium Industry*, (addenda au protocole des gaz à effet de serre du WBCSD et du WRI), mai 2003, excepté pour (1) courriels adressés à J. Marks par R. Cahill, valeurs industrielles moyennes, le 4 septembre 2002.

Tableau D.8 : Taux de fuite annuel par défaut pour différentes catégories d'appareils utilisant des HFC

Catégorie d'équipement	Valeur du TF (% de la charge totale de HFC)
Réfrigération domestique	1.0
Réfrigération commerciale	17.0
Appareil de climatisation fixe	17.0

Source :
Olsen, K., Wellisch, M., Boileau, P., Blain, D., Ha, C.,Henderson, L., Liang, C., McCarthy, J. & McKibbon, S., *Inventaire canadien des gaz à effet de serre 1990 – 2001*, Environnement Canada, août 2003.

Guide des bonnes pratiques pour les techniques de mesures directes des émissions de PFC attribuables à la production d'aluminium

Source : Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), *Guide des bonnes pratiques et gestion de l'incertitude des inventaires nationaux de gaz à effet de serre*, Global Environmental Strategies, Kanagawa, Japon, 2000.

« Il faut que l'échantillonnage et les mesures suivent les règles de l'art pour qu'on puisse garantir l'exactitude des données, une obligation qui a diverses conséquences :

- La mesure des PFC dans les fonderies devrait rendre compte des émissions captées par le capuchon du four électrolytique et extraites par la gaine d'échappement de vapeur, de même que des émissions fugitives se produisant dans la salle des cuves[27]. Idéalement, ces données peuvent être obtenues grâce à la mesure directe des PFC des gaines et des émissions fugitives. À défaut, on peut procéder à la mesure directe des PFC que contiennent les émissions des gaines tout en mesurant soigneusement la capacité de captage du capuchon du four pour pouvoir calculer les émissions fugitives.
- La technologie analytique utilisée devrait permettre de mesurer simultanément les gaz CF_4 et C_2F_6. On peut recourir à plusieurs technologies analytiques convenables. La technologie choisie doit avoir une plage dynamique acceptable pour mesurer les concentrations des émissions des gaines et des émissions fugitives. La sensibilité de la détection devrait être suffisante pour permettre des mesures fiables, aux plus bas niveaux possibles, des substances des gaines d'échappement des cuves électrolytiques et des émissions fugitives lorsque celles-ci représentent 5 % ou plus des émissions totales de PFC. La plage dynamique des instruments de mesure devrait permettre de mesurer fidèlement les plus hautes concentrations de polluants. En ce qui a trait aux émissions des gaines, cela signifie une plage de mesure allant de 0 à 1000 ppmv (parties par million par volume). Les mesures doivent être normalisées compte tenu de la température et de la pression et ces conditions de mesure doivent être déclarées et enregistrées avec les mesures de la concentration qui seront utilisées lors du calcul des émissions.

27 La « salle des cuves » (ou « hall d'électrolyse ») est l'expression utilisée par l'industrie pour désigner la salle où sont installées les cuves d'électrolyse ou fours électrolytiques. Les cuves de fonte ont des « capuchons » qui, selon la conception du four, son âge, etc., ont une efficacité variable sur le plan de la collecte des fumées. La fumée captée est transportée par une gaine vers une installation d'épuration des fumées où d'autres polluants sont éliminés. Les fumées qui s'échappent par le capuchon peuvent soit être recueillies dans un collecteur de fumées et transportées vers les installations d'épuration ou libérées dans l'atmosphère par le toit de la salle des cuves. Puisque cette salle peut avoir jusqu'à un kilomètre de long et 20 mètres de large, il se peut qu'il soit impossible de mesurer avec précision les émissions fugitives. Par conséquent, il faut mesurer les PFC dans les fumées recueillies et dans les émissions fugitives ou mesurer les fumées captées compte tenu de l'efficacité de la collecte des fumées – dont il faut avoir une connaissance approfondie – si on veut être sûr que les PFC captés par le système d'épuration et que les émissions fugitives sont comprises dans les estimations.

- Les mesures du débit de gaz dans les gaines devraient être effectuées conformément à des normes reconnues à l'échelle nationale et mondiale. Les mesures des flux de gaz devraient être réalisées tout au long du programme de mesure des concentrations, à des intervalles suffisamment rapprochés pour garantir la représentation exacte du débit des gaz. Les mesures doivent être normalisées compte tenu de la température et de la pression et ces conditions de mesure doivent être déclarées et enregistrées avec les mesures de la concentration qui seront utilisées lors du calcul des émissions.
- Le calibrage des instruments analytiques devrait se faire à intervalles réguliers durant le programme de mesure. L'horaire du calibrage variera selon le type et la stabilité des instruments d'analyse utilisés, mais les épisodes de calibrage devraient être suffisants pour minimiser les effets d'une dérive de l'instrumentation. Les résultats de toutes les séances de calibrage devraient être déclarés et enregistrés avec les mesures portant sur la concentration. Toute mesure affectée par la dérive du procédé sera omise des estimations d'émissions. On devrait pouvoir rattacher les gaz de calibrage à des normes reconnues à l'échelle nationale et internationale. La méthode de calibrage devrait être soigneusement documentée et enregistrée avec les mesures des émissions. Le chapitre 8 Assurance et contrôle de la qualité du Guide des bonnes pratiques du GIEC fournit des conseils généraux sur la représentativité de l'échantillonnage. »

Annexe E : Échantillons des tableurs utilisables dans le cadre du processus d'évaluation des sources clés

Cette annexe présente des tableurs utilisables dans le cadre du processus d'évaluation des sources clés (Section 3.5).

Tableau E.1 : Tableur pour l'évaluation du niveau

Catégories de sources[a]	Gaz à effet de serre direct[b]	(1) Estimation pour l'année de référence[c]	(2) Estimation pour l'année en cours[d]	(3) Évaluation du niveau[e]	(4) Total cumulatif[f]
Systèmes de combustion fixes					
1. _____		intrants	intrants	calc	calc
		intrants	intrants	calc	calc
		...	...	...	...
2. _____		intrants	intrants	calc	calc
	(p.ex. CO_2, CH_4, N_2O)	intrants	intrants	calc	calc
		...	...	...	...
3. _____		intrants	intrants	calc	calc
		intrants	intrants	calc	calc
... ...		...	...	...	...
Systèmes de combustion mobiles					
1. _____		intrants	intrants	calc	calc
		intrants	intrants	calc	calc
	(e.g. CO_2, CH_4, N_2O)	...	...	...	...
2. _____		intrants	intrants	calc	calc
		intrants	intrants	calc	calc
... ...		...	...	...	...
Procédés industriels					
1. _____		intrants	intrants	calc	calc
		...	...	...	...
2. _____		intrants	intrants	calc	calc
	(e.g. CO_2, HFC, SF_6, etc.)	...	...	...	...
3. _____		intrants	intrants	calc	calc
		...	...	...	...
... ...		...	...	...	...
Total		calc	calc		

Notes explicatives :

(a) Dressez la liste des sources d'émissions de votre installation en vous servant des catégories choisies (p. ex., par type de combustible, technique de combustion, mode de transport, procédé particulier).

(b) Dressez la liste de chaque GES qui contribue à l'inventaire de l'installation (p. ex., le CO_2, le CH_4, le N_2O, les PFC, les HFC, le SF_6). Il est essentiel de tenir compte de chaque GES séparément pour chaque source d'émission puisque les méthodes d'estimation, les coefficients d'émission et les incertitudes diffèrent pour chaque gaz.

(c) Convertissez en unités d'équivalent CO_2 les estimations d'émissions de l'année de référence. Convertissez les émissions de GES qui ne sont pas du CO_2 en émissions d'équivalent CO_2 en multipliant les émissions de GES par leur Potentiel de réchauffement planétaire respectif ou PRP (voir l'annexe H pour obtenir une liste des indices PRP).

(d) Calculez les estimations des émissions de l'année en cours extraites du plus récent inventaire en unités d'équivalent CO_2. Convertissez les émissions de GES qui ne sont pas du CO_2 en multipliant les émissions de GES par leur PRP respectif (voir l'annexe H pour obtenir une liste des indices PRP).

(e) Calculez les résultats d'évaluation du niveau à l'aide des équations de la Section 3.5.1.1. Les calculs pour les catégories de sources d'émissions effectués ici doivent être consignés en commençant par les plus grandes valeurs (ordre descendant).

(f) Total cumulatif des colonnes (3).

Tableau E.2 : Tableur pour l'évaluation des tendances

Catégories de sources [a]	Gaz à effet de serre direct [b]	(1) Estimation pour l'année de référence [c]	(2) Estimation pour l'année en cours [d]	(3) Évaluation des tendances [e]	(4) Total cumulatif [f]
Systèmes de combustion fixes					
1. _____		intrants	intrants	calc	calc
		intrants	intrants	calc	calc
		....	....	....	....
2. _____		intrants	intrants	calc	calc
	(e.g. CO_2, CH_4, N_2O)	intrants	intrants	calc	calc
		....	....	....	....
3. _____		intrants	intrants	calc	calc
		intrants	intrants	calc	calc
... .		....	....	....	....
Systèmes de combustion mobiles					
1. _____		intrants	intrants	calc	calc
		intrants	intrants	calc	calc
		....	....	....	....
2. _____	(e.g. CO_2, CH_4, N_2O)	intrants	intrants	calc	calc
		intrants	intrants	calc	calc
... .		....	....	....	....
Procédés industriels					
1. _____		intrants	intrants	calc	calc
		....	....	....	....
2. _____	(e.g. CO_2, HFC, SF_6, etc.)	intrants	intrants	calc	calc
		....	....	....	....
3. _____		intrants	intrants	calc	calc
		....	....	....	....
... .		....	....	....	....
Total		calc	calc		

Notes explicatives :

(a) Dressez la liste des sources d'émissions de votre installation en vous servant des catégories choisies (p. ex., par type de combustible, technique de combustion, procédé particulier).

(b) Dressez la liste de chaque GES qui contribue à l'inventaire de l'installation (p. ex., le CO_2, le CH_4, le N_2O, les PFC, les HFC, le SF_6). Il est essentiel de tenir compte de chaque GES séparément pour chaque source d'émission puisque les méthodes d'estimation, les coefficients d'émission et les incertitudes diffèrent pour chaque gaz.

(c) Convertissez en unités d'équivalent CO_2 les estimations d'émissions de l'année de référence. Convertissez les émissions de GES qui ne sont pas du CO_2 en émissions d'équivalent CO_2 en multipliant les émissions de GES par leur Potentiel de réchauffement planétaire respectif ou PRP (voir l'annexe H pour obtenir une liste des indices du PRP).

(d) Calculez les estimations des émissions de l'année en cours extraites du plus récent inventaire en unités d'équivalent CO_2. (Voir l'annexe H pour obtenir une liste des indices du PRP).

(e) L'évaluation des tendances est calculée à l'aide des équations de la Section 3.5.1.2. Les calculs pour les catégories de sources d'émissions effectués ici doivent être consignés en commençant par les plus grandes valeurs (ordre descendant).

(f) Total cumulatif des colonnes (3).

Annexe F : Échantillons des tableurs et des valeurs par défaut utilisables dans le cadre du processus d'évaluation de l'incertitude

Cette annexe présente une grille et des tableaux contenant des incertitudes par défaut pour certains coefficients d'émission implicites, qui peuvent contribuer à l'évaluation de l'incertitude (Section 4). Le tableau suivant devrait être rempli pour chaque type de GES émis (CO_2, CH_4, N_2O, PFC, etc).

Tableau F.1 : Évaluation de l'incertitude pour les émissions de _____ (précisez s'il s'agit de CO_2, CH_4, N_2O, PFC, SF_6 ou de HFC) — Saisie des données et calculs

Catégories de sources [a]	(1) Émissions de GES (Gg)	(2) Incertitude des émissions de GES [b] (Intervalle de confiance exprimé en pourcentage)	(3) Variable 1 [c] (Col. 1)²	(4) Variable 2 [c] (Col. 2)²	(5) Variable 3 [c] (Col. 3 x Col. 4)
Systèmes de combustion fixes					
1. _____	calc	calc	calc	calc	calc
....	....	....	....	....	....
2. _____	calc	calc	calc	calc	Calc
....	....	....	....	....	....
3. _____	calc	calc	calc	calc	calc
....	....	....	....	....	...
Systèmes de combustion mobiles					
1. _____	calc	calc	calc	calc	calc
...	...	...	...	...	...
2. _____	calc	calc	calc	calc	calc
....	....	....	....	....	....
3. _____	calc	calc	calc	calc	calc
....	....	....	....	....	...
Procédés industriels					
1. _____	calc	calc	calc	calc	calc
....	....	....	....	....	....
2. _____	calc	calc	calc	calc	calc
....	....	....	....	....	....
3. _____	calc	calc	calc	calc	calc
....	....	....	....	....	....
Total des émissions [d]	_____ Gg				
Incertitude cumulative pour toutes les émissions [e]	± _____ %				

Notes explicatives :

(a) Dressez la liste des catégories de sources utilisées et décrivez les sources d'émissions pour le type de GES en cause.

(b) L'incertitude des émissions de GES est calculée au moyen des équations de la Section 4.0.

(c) Ces variables sont calculées pour alimenter les équations qui permettent de déterminer l'incertitude cumulative du total des émissions (voir la note (e) ci-dessous).

(d) Total des émissions = somme des émissions de toutes les catégories de sources (somme de la colonne 1)

(e) L'incertitude cumulative pour le total des émissions est calculée à l'aide de la seconde équation de la Section 4.0; l'incertitude cumulative = +/- [racine carrée (somme de la colonne 5)] / Total des émissions.

Tableau F.2 : Incertitude liée au coefficient d'émission national

Gaz	Incertitude du CE
CO_2	4%
CH_4	30%
N_2O	40%

Extrait de Olsen, K., Collas, P., Boileau, P., Blain, D., Ha, C., Henderson, L., Liang, C., McKibbon, S. & Morel-a-l'Husser, L. (2002). *Inventaire canadien des gaz à effet de serre 1990 - 2000*. Environnement Canada, juin 2002.

Note : Ces incertitudes sont en fait les incertitudes générales dérivées pour les estimations des émissions de GES de l'inventaire de 1990. Ces incertitudes sont appliquées aux coefficients d'émission puisqu'on peut s'attendre à ce que ces CE soient les plus grands contributeurs à l'incertitude générale des estimations d'émissions dans le domaine de l'utilisation des combustibles. Le niveau d'incertitude associé aux données nationales relatives aux activités énergétiques est considéré comme relativement faible en comparaison. Il faudra s'efforcer d'obtenir des incertitudes revues et mise à jour pour l'Inventaire national.

Annexe G : Échantillons des tableurs pour présenter une synthèse des émissions et des tendances des émissions de GES

Cette annexe présente un tableur permettant de présenter une synthèse des émissions de GES attribuables aux systèmes de combustion fixes et mobiles et aux procédés industriels de votre installation durant l'année d'inventaire en cause ainsi qu'une grille permettant de relever les tendances des émissions de GES issues des mêmes sources, sur plusieurs années d'inventaire.

Tableau G.1 : Rapport-synthèse des émissions de GES attribuables aux systèmes de combustion et aux procédés industriels de votre installation

Nom de l'installation : _____	**Adresse de l'installation :** _____
Année d'inventaire: _____	_____
	_____

Catégories de sources[a]	**Émissions[b,c]**															
								HPF				**HFCs (précisez)**				
	CO_2 (Gg)	CH_4 (Gg)	CH_4 (Gg éq. CO_2)	N_2O (Gg)	N_2O (Gg éq. CO_2)	SF_6 (Gg)	SF_6 (Gg éq. CO_2)	CF_4 (Gg)	CF_4 (Gg éq. CO_2)	C_2F_6 (Gg)	C_2F_6 (Gg éq. CO_2)	____ (Gg)	____ (Gg éq CO_2)	____ (Gg)	____ (Gg éq CO_2)	Total (Gg éq CO_2)
Systèmes de combustion fixes																
1._____	intrants	intrants	calc.	intrants	calc.											calc.
....	...	...	...	...	...											...
2._____	intrants	intrants	calc.	intrants	calc.											calc.
....	...	...	...	...	...											...
3._____	intrants	intrants	calc.	intrants	calc.											calc.
....	...	...	...	...	...											...
Systèmes de combustion mobiles																
1._____	intrants	intrants	calc.	intrants	calc.											calc.
....	...	...	...	...	...											...
2._____	intrants	intrants	calc.	intrants	calc.											calc.
....	...	...	...	...	...											...
3._____	intrants	intrants	calc.	intrants	calc.											calc.
....	...	...	...	...	...											...
Procédés industriels																
1._____	intrants															calc.
2._____	intrants															calc.
3._____						intrant	calc.									calc.
4._____								intrant	calc.	intrant	calc.					calc.
5._____												intrants	calc.			calc.
6._____														intrants	calc.	calc.
....	...					...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
TOTAL:	somme	somme	somme	somme	somme	somme	somme	somme	somme	somme	somme	somme	somme	somme	somme	somme

Notes explicatives :

(a) Dressez la liste des catégories utilisées (p. ex., pour les activités des systèmes de combustion fixes, il peut s'agir de la catégorie des combustibles, des techniques de combustion, de la raison d'être de la combustion, etc.).

(b) S'il y a lieu, utilisez les sigles proposés ci-dessous pour caractériser les estimations.

(c) Convertissez les émissions autres que les émissions de CO_2 en unités d'équivalent CO_2 en multipliant les premières par leur PRP (répertoriés à l'annexe H).

Sigles proposés pour les estimations d'émissions :

ND – Non disponible NE – Non estimé PO – Pas d'occurrence 0 – Il y a eu estimation, mais le chiffre est trop petit pour être affiché

Tableau G.2 : Rapport des tendances des émissions de GES attribuables aux systèmes de combustion et aux procédés industriels de votre installation

Nom de l'installation :	_____
Adresse de l'installation :	_____ _____

	Émissions (tous les gaz)[b,c] (Gg équiv. CO_2)				
Catégories de sources[a]	_____ (année de réf.)	_____ (année de réf. + 1)	_____ (année de réf. + 2)	_____ (année de réf. + ..)	_____ (année de réf. + n)
Systèmes de combustion fixes					
1. _____	intrants	intrants	intrants	intrants	intrants
_____	intrants	intrants	intrants	intrants	intrants
2. _____	intrants	intrants	intrants	intrants	intrants
_____	...	...	...	...	...
3. _____	...	...	...	...	...
... _____	...	...	...	...	...
Systèmes de combustion mobiles					
1. _____	intrants	intrants	intrants	intrants	intrants
_____	intrants	intrants	intrants	intrants	intrants
2. _____	intrants	intrants	intrants	intrants	intrants
_____	...	...	...	...	...
3. _____	...	...	...	...	...
... _____	...	...	...	...	...
Procédés industriels					
1. _____	intrants	intrants	intrants	intrants	intrants
2. _____	intrants	intrants	intrants	intrants	intrants
3. _____	intrants	intrants	intrants	intrants	intrants
4. _____	...	...	...	...	...
... _____	...	...	...	...	...
Total:	somme	somme	somme	somme	somme

Notes explicatives :

(a) Dressez la liste des catégories utilisées (p. ex., pour les activités des systèmes de combustion fixes, il peut s'agir de la catégorie des combustibles, des techniques de combustion, de la raison d'être de la combustion, etc.)

(b) Inscrivez les estimations totales pour tous les GES (p. ex., CO_2, CH_4, N_2O, PFC, SF_6, etc.) en gigagrammes d'équivalent CO_2 pour la catégorie de sources en question et l'année en cause.

(c) S'il y a lieu, utilisez les sigles proposés ci-dessous pour caractériser les estimations.

Sigles proposés pour les estimations d'émissions :

ND – Non disponible NE – Non estimé PO – Pas d'occurrence 0 – Il y a eu estimation, mais le chiffre est trop petit pour être affiché

Annexe H : Potentiel de réchauffement planétaire

Le concept de *Potentiel de réchauffement planétaire* (PRP) a été créé pour permettre aux scientifiques et aux décideurs de mesurer la capacité d'un gaz à effet de serre de piéger la chaleur de l'atmosphère par comparaison avec un autre gaz. Par définition, le Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) désigne la modification dans le temps du forçage radiatif[28] du climat dû au rejet instantané du gaz par rapport au forçage radiatif du climat causé par le dégagement dans l'atmosphère d'un kg de CO_2. Autrement dit, un PRP est une mesure relative de l'effet de réchauffement que l'émission d'un gaz radiatif (ou gaz à effet de serre) peut avoir sur la troposphère inférieure. Le PRP d'un gaz à effet de serre tient compte à la fois du forçage radiatif instantané causé par une augmentation de la concentration et de la durée de vie du gaz.[29]

Le tableau suivant fournit les indices du PRP pour 100 ans pour différents GES. Ces indices sont recommandés par le GIEC et sont utilisés pour l'élaboration de l'Inventaire canadien des GES.

Tableau H.1 : Potentiel de réchauffement planétaire

GES	Formule	PRP de 100 ans	Durée de vie dans l'atmosphère (année)
Dioxyde de carbone	CO_2	1	Variable
Méthane	CH_4	21	12 ± 3
Oxyde nitreux	N_2O	310	120
Hexafluorure de soufre	SF_6	23 900	3200
Hydrofluorocarbone (HFC)			
HFC-23	CHF_3	11 700	264
HFC-32	CH_2F_2	650	5.6
HFC-41	CH_3F	150	3.7
HFC-43-10mee	$C_5H_2F_{10}$	1 300	17.1
HFC-125	C_2HF_5	2 800	32.6
HFC-134	$C_2H_2F_4$ (CHF_2CHF_2)	1 000	10.6
HFC-134a	$C_2H_2F_2$ (CH_2FCF_3)	1 300	14.6
HFC-143	$C_2H_3F_3$ (CHF_2CH_2F)	300	1.5
HFC-143a	$C_2H_3F_3$ (CF_3CH_3)	3 800	3.8
HFC-152a	$C_2H_4F_2$ (CH_3CHF_2)	140	48.3
HFC-227ea	C_3HF_7	2 900	36.5
HFC-236fa	$C_3H_2F_6$	6 300	209
HFC-245ca	$C_3H_3F_5$	560	6.6
Perfluorocarbone (PFC)			
Perfluorométhane	CF_4	6 500	50 000
Perfluoroéthane	C_2F_6	9 200	10 000
Perfluoropropane	C_3F_8	7 000	2 600
Perfluorobutane	C_4F_{10}	7 000	2 600
Perfluorocyclobutane	c-C_4F_8	8 700	3 200
Perfluoropentane	C_5F_{12}	7 500	4 100
Perfluorohexane	C_6F_{14}	7 400	3 200

Source pour le PRP : GIEC, *1995 Summary for Policy Makers — A Report of Working Group I of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, 1996a.

Source pour la durée de vie : GIEC, *Second Assessment Report* Tableau 2.9, p. 121., 1995.

Note : Le PRP du CH_4 inclut les effets directs et les effets indirects qui sont attribuables à la productions d'ozone et de vapeur d'eau troposphériques. Ne sont pas compris les effets indirects attribuables à la production de CO_2.
Source : Olsen, K., Wellisch, M., Boileau, P., Blain, D., Ha, C.,Henderson, L., Liang, C., McCarthy, J. & McKibbon, S., *Inventaire canadien es gaz à effet de serre 1990 – 2001*, Environnement Canada, août 2003.

28 L'expression "forçage radiatif" renvoie au potentiel de rétention de la chaleur d'un gaz à effet de serre. On le mesure en unité de puissance (watts) par unité de surface (mètre carré). L'effet de forçage radiatif d'un gaz dans l'atmosphère reflète sa capacité de provoquer un réchauffement.

29 Olsen, K., Wellisch, M., Boileau, P., Blain, D., Ha, C.,Henderson, L., Liang, C., McCarthy, J. & McKibbon, S., *Inventaire canadien des gaz à effet de serre 1990 – 2001*, Environnement Canada, août 2003.

Annexe I : Préfixes et conversions d'unité communs

Tableau I.1 : Préfixes d'unité

Unité SI			Désignation américaine	
Unité	Symbole	Multiple	Unité	Symbole
kilo-	k	10^3	mille	k or M
mega-	M	10^6	million	MM
giga-	G	10^9	milliard	B
tera-	T	10^{12}	trillion	T
peta-	P	10^{15}	quadrillion	Q

Tableau I.2 : Conversions d'unité

Volume		
1 mètre cube (m^3)	=	1000 litres (L)
	=	264,2 gallons américains (U.S.)
	=	6,29 barils (bbl)
	=	35,315 pieds cube (p^3)
	=	1,308 yards cube (yd^3)
Masse		
1 kilogramme (kg)	=	2,2046 livres
	=	1000 grammes (g)
1 tonne métrique (t)	=	1000 kilogrammes (kg)
	=	2204,6 livres
	=	1,1023 tonnes américaines (U.S.)
	=	0,98421 tonnes impériales (U.K.)
énergie		
1 gigajoule (GJ)	=	947 817 unités thermiques britanniques (Btu)
	=	0,947817 million d'unités thermiques britanniques (MMBtu)

Annexe J : Bibliographie

Cheminfo Services Inc., *Greenhouse Gas Émissions Estimation Protocol for Canadian Petrochemical Facilities*, préparé pour Environnement Canada, mars 2002.

EMEP et CORINAIR, *Guide pour l'établissement des inventaires des émissions atmosphériques, troisième édition*, European Environment Agency, Copenhagen, 2001.

Gouvernement du Québec et Association de l'Aluminium du Canada, *Entente cadre de réductions volontaires des gaz à effet de serre au Québec*, janvier 2002.

Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), *IPCC Second Assessment — Climate Change 1995*, GIEC, Genève, Suisse, 1995.

Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), *Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre, version révisée de 1996*, GIEC, Bracknell, Royaume-Uni, 1997.

Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), *Guide des bonnes pratiques et gestion de l'incertitude des inventaires nationaux de gaz à effet de serre*, Global Environmental Strategies, Kanagawa, Japon, 2000.

International Aluminium Institute, *Greenhouse Gas Emissions Monitoring and Reporting by the Aluminium Industry*, (addenda au protocole des gaz à effet de serre du WBCSD et du WRI), mai 2003.

Olsen, K., Collas, P., Boileau, P., Blain, D., Ha, C.,Henderson, L., Liang, C., McKibbon, S., & Morel-a-l'Hussier, L., *Inventaire canadien des gaz à effet de serre 1990 – 2000*, Environnement Canada, juin 2002.

Olsen, K., Wellisch, M., Boileau, P., Blain, D., Ha, C.,Henderson, L., Liang, C., McCarthy, J. & McKibbon, S., *Inventaire canadien des gaz à effet de serre 1990 – 2001*, Environnement Canada, août 2003.

SGA Energy Limited, *Emission factors and Uncertainties for CH_4 & N_2O from Fuel Combustion*, rapport non publié préparé pour Environnement Canada, août 2000.

Statistique Canada, *Bulletin trimestriel – disponibilité et écoulement d'énergie au Canada*, publication n° 57-003, vol. 25, n° 4, décembre 2001.

T.J. McCann and Associates Ltd. et Clearstone Engineering Ltd, *1998 Fossil Fuel and Derivative Factors*, préparé pour Environnement Canada, mars 2000.

U.S. Environmental Protection Agency (EPA), *Compilation of Air Pollutant Emission Factors, AP-42, 5e édition, volume 1: Stationary Point and Area Sources*, U.S. EPA, 1995 (et les divers suppléments à ce rapport).

U.S. EPA, *Preferred and Alternative Methods for Estimating Air Emissions from* Boilers, U.S. EPA, janvier 2001.

U.S. EPA (Environmental Protection Agency) et IAI (International Aluminium Institute), *Protocol for Measurement of Tetrafluoromethane (CF_4) and Hexafluoroethane (C_2F_6) Emissions from Primary Aluminum Production*, EPA 43-R-03-006, mai, 2003 (disponible à : www.world-aluminium.org/environment/climate/pfc_measurement.pdf).

World Resources Institute (WRI) et World Business Council for Sustainable Development (WBCSD), *The Greenhouse Gas Protocol: A Corporate Accounting and Reporting Standard*, septembre 2001.

WRI et WBCSD, *GHG Protocol Guidance on Uncertainty Assessment in GHG Inventories and Calculating Statistical Parameter Uncertainty*, septembre 2003.